

**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

**FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELÉCTRICO MECÁNICA**

TEMA:

**Criterios de instalación y mantenimiento de una subestación
eléctrica móvil 230/69 KV 45MVA.**

AUTOR:

Sarmiento Mazabanda, Gerardo Emiro

**Trabajo de titulación previo a la obtención del grado de
INGENIERO EN ELÉCTRICO MECÁNICA**

TUTOR:

ING. PHILCO ASQUI, LUIS ORLANDO MGS.

GUAYAQUIL, ECUADOR

2022



UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELÉCTRICO MECÁNICA

CERTIFICACIÓN

Certificamos que el presente trabajo de titulación fue realizado en su totalidad por **Sarmiento Mazabanda, Gerardo Emiro**, como requerimiento para la obtención de Título de **Ingeniería en Eléctrico Mecánica**

TUTOR

ING. PHILCO ASQUI, LUIS ORLANDO, MGS

DIRECTOR DE CARRERA

ING. BOHORQUEZ ESCOBAR, CELSO BAYARDO, MGS

Guayaquil, a los 2 días de septiembre del año 2022



UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO

CARRERA DE INGENIERÍA EN ELÉCTRICO MECÁNICA

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Yo, **Sarmiento Mazabanda, Gerardo Emiro**

DECLARO QUE:

El Trabajo de Titulación: **Criterios de instalación y mantenimiento de una subestación eléctrica móvil 230/69 KV 45MVA**, previo a la obtención del Título de **Ingeniería en Eléctrico Mecánica**, ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan en el documento, cuyas fuentes se incorporan en las referencias o bibliografías. Consecutivamente este trabajo es de mi total autoría. En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance del Trabajo de Titulación referido.

Guayaquil, a los 2 días de septiembre del año 2022

EL AUTOR

Sarmiento Mazabanda, Gerardo Emiro



UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO

CARRERA DE INGENIERÍA EN ELÉCTRICO MECÁNICA

AUTORIZACIÓN

Yo, **Sarmiento Mazabanda, Gerardo Emiro**

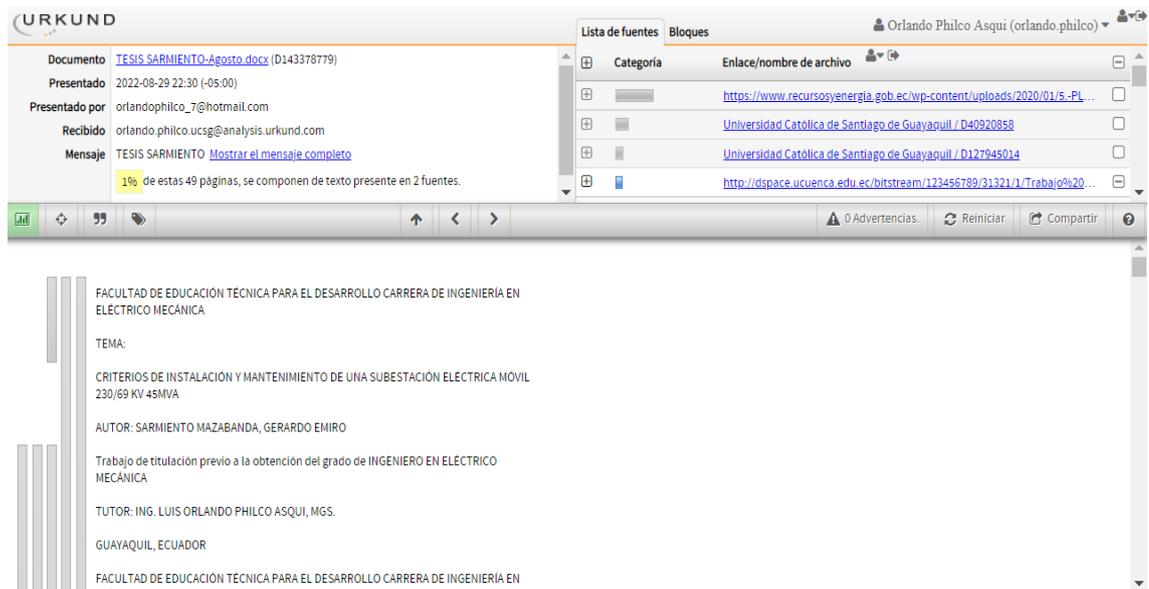
Autorizo a la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil a la publicación en la biblioteca de la institución del trabajo de titulación: **Criterios de instalación y mantenimiento de una subestación eléctrica móvil 230/69 KV 45MVA**, previo a la obtención del Título de **Ingeniería en Eléctrico Mecánica**, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y total autoría.

Guayaquil, a los 2 días de Septiembre del año 2022

EL AUTOR

Sarmiento Mazabanda, Gerardo Emiro

REPORTE URKUND



URKUND

Orlando Philco Asqui (orlando.philco)

Documento: [TESIS SARMIENTO-Agosto.docx](#) (D143378779)

Presentado: 2022-08-29 22:30 (-05:00)

Presentado por: orlandophilco_7@hotmail.com

Recibido: orlando.philco.ucsg@analysis.orkund.com

Mensaje: TESIS SARMIENTO [Mostrar el mensaje completo](#)

1% de estas 49 páginas, se componen de texto presente en 2 fuentes.

Categoría	Enlace/nombre de archivo
	https://www.recursoyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2020/01/5-Pl...
	Universidad Católica de Santiago de Guayaquil / D40920858
	Universidad Católica de Santiago de Guayaquil / D127945014
	http://dspace.uccuenca.edu.ec/bitstream/123456789/31321/1/Trabaj@%20...

0 Advertencias. Reiniciar. Compartir

FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICO MECÁNICA

TEMA:

CRITERIOS DE INSTALACIÓN Y MANTENIMIENTO DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA MÓVIL 230/69 KV 45MVA

AUTOR: SARMIENTO MAZABANDA, GERARDO EMIRO

Trabajo de titulación previo a la obtención del grado de INGENIERO EN ELECTRICO MECÁNICA

TUTOR: ING. LUIS ORLANDO PHILCO ASQUI, MGS.

GUAYAQUIL, ECUADOR

FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO CARRERA DE INGENIERÍA EN

Reporte Urkund del trabajo de titulación en ingeniería Eléctrico Mecánica denominado: **Criterios de instalación y mantenimiento de una subestación eléctrica móvil 230/69 KV 45MVA**, previo a la obtención del Título de **Ingeniería en Eléctrico Mecánica** perteneciente al estudiante **SARMIENTO MAZABANDA, GERARDO EMIRO**. Una vez efectuado el análisis antiplagio el resultado indica 1 % de coincidencias.

Atentamente,



Ing. Orlando Philco Asqui M.Sc.

Revisor

AGRADECIMIENTO

Quiero expresar mi gratitud a Dios, que guía mis pasos por el sendero del esfuerzo y la dedicación.

Mi profundo agradecimiento a mis jefes inmediatos ya que sin su paciencia, apoyo y comprensión este sueño hubiera sido aún más difícil de cumplir.

De igual manera mis agradecimientos a Universidad Católica Santiago de Guayaquil, a toda la Facultad Técnica, a todos los docentes quienes con la enseñanza de sus valiosos conocimientos hicieron que pueda crecer día a día como profesional, gracias a cada una de ustedes por apoyo incondicional y amistad.

Finalmente quiero expresar mi más grande y sincero agradecimiento al Mgs. Orlando Philco, principal colaborador durante todo este proceso, quien con su dirección, conocimiento, enseñanza y colaboración permitió el desarrollo de este trabajo.

Gerardo Emiro Sarmiento Mazabanda.

DEDICATORIA

A mi amada esposa Xiomara Andrade por su amor, cariño y apoyo incondicional a lo largo de este proceso. A mi hija Isis Sarmiento que es el motor de mi vida y la luz en mi camino.

A mis padres Miguel Sarmiento y Nelly Mazabanda quienes con su amor, paciencia y esfuerzo me han permitido llegar a cumplir hoy un sueño más, gracias por inculcar en mí el ejemplo de esfuerzo y valentía, de no temer las adversidades porque Dios está conmigo siempre.

A toda mi familia porque con sus oraciones, consejos y palabras de aliento hicieron de mí una mejor persona y de una u otra forma me acompañan en todos mis sueños y metas.

Gerardo Emiro Sarmiento Mazabanda.



UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICO MECÁNICA

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

**ING ROMERO PAZ, MANUEL MGS.
DECANO**

**ING VÉLEZ TACURI, EFRAÍN OLIVERIO, MGS.
COORDINADOR DE TITULACIÓN**

**ING. HIDALGO AGUILAR, JAIME RAFAEL.
OPONENTE**

ÍNDICE GENERAL

REPORTE URKUND	IV
AGRADECIMIENTO	VI
DEDICATORIA	VII
ÍNDICE DE FIGURAS	XV
INDICE DE TABLAS	XVIII
RESUMEN	XX
CAPÍTULO 1: GENERALIDADES DEL TRABAJO DE TITULACIÓN	2
1.1 Introducción	2
1.2 Planteamiento del problema.....	5
1.3 Justificación.....	5
1.4. Objetivo General	6
1.5 Objetivos Específicos	6
1.6 Metodología	6
CAPÍTULO 2: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS	7
2.1 Crecimiento de cargas	7
2.2 Cargabilidad de los transformadores del SNT.....	9
2.2.1. Parámetros de Cargabilidad en distribución	12
2.3 Patio de maniobras a 69 KV.....	14
2.4 Tensiones Eléctricas Normalizadas	18
2.4.1 Transformadores de Potencia.....	18
2.4.1.1 Conexiones principales del transformador	18
2.4.2 Tipos de Transformadores.....	18
2.4.2.1 Autotransformador	19
2.4.2.2 Transformadores Secos.....	19

2.4.3 Dispositivos de Maniobra.....	19
2.4.3.1 Interruptor de potencia	20
2.4.3.2 Cámara de extinción de arco	21
2.4.3.3 Mecanismo de Accionamiento	22
2.4.3.4 Mecanismo de Resorte	22
2.4.4 Interruptores de Ruptura en SF6	23
2.4.4.1 Propiedades del Gas Hexafluoruro de Azufre (SF6)	24
2.4.5 Interruptores de Ruptura en Vacío.....	24
2.4.6 Seccionadores.....	25
2.4.6.1 Construcción de los Seccionadores.....	26
2.4.6.2 Seccionadores de Puesta a Tierra	27
2.4.6.3 Fusibles Cortacircuitos.....	28
2.4.7 Transformadores de Medida	29
2.4.8 Transformadores de Corriente (TC's).....	29
2.4.8.1 Conexión de los Transformadores de Corriente (TC's).....	29
2.4.9 Transformadores de Potencial (TP's)	30
2.4.9.1 Conexión de Transformadores de Potencial (TP's).....	31
2.4.10 Barras Colectoras.....	32
2.4.11 Apartarrayos	32
2.4.12 Apartarrayos de explosores y carburo de silicio	33
2.4.13 Apartarrayos de óxidos metálicos.....	34
2.4.14 Sistemas de protección eléctrica (sistema de tierra)	34
2.4.14.1 Banco de Tierra (reactor de neutro artificial)	35
2.4.15 Sistemas de protección, control y medición (PCyM)	35
2.4.15.1 Transductores	36
2.4.15.2 Sensores.....	36

2.4.15.3 Baterías.....	36
2.4.15.4 Dispositivo de protección (Interruptor)	37
2.4.16 Sistemas de protección en subestaciones.....	37
2.4.16.1 Relevadores electrónicos	37
2.4.17 Sistemas de Control	38
2.4.18 Sistemas de Medición.....	39
2.4.19 Sistemas de Comunicaciones (Supervisión y Telecontrol)....	39
2.4.19.1 Unidad Terminal Remota (UTR).....	40
2.4.19.2 Equipo de Telecomunicación	41
2.4.19.3 Sistema OPLAT	41
2.4.19.4 Enlaces de Fibra Óptica.....	43
2.4.15 Aisladores.....	44
2.4.15.1 Aislador Soporte.....	44
2.4.15.2 Aislador de Suspensión	45
2.4.15.3 Reactor	45
2.4.16 Banco de Capacitores	46
2.4.17 Sistemas Auxiliares	47
2.4.18 Cargador y Banco de Baterías.....	47
2.4.18.1. Ciclo de Operación del Cargador de Baterías.....	47
2.5 Tipos de Subestaciones Eléctricas de Potencia.....	48
2.5.1 Subestación Aislada en Aire (Convencional).....	48
2.5.1.1 Subestación Tipo Intemperie	49
2.5.1.2 Subestación Tipo Interior	50
2.5.1.3 Subestación Tipo Blindada	50
2.5.2 Subestación Aislada en Gas (GIS)	50
2.5.2.1 Subestación Eléctrica de Potencia Encapsulada	51

2.5.3	Subestación Eléctrica de Potencia Híbrida (HIS).....	52
2.5.4	Subestación Eléctrica de Potencia Móvil	53
2.6	Arreglo de la Subestación (diagrama de conexiones).....	54
2.6.1	Diagramas de conexiones típicos	56
2.6.1.1	Arreglo de barra sencilla	56
2.7	Consideraciones en uso de subestación eléctrica móvil	57
2.8	Diagrama unifilar de subestación eléctrica móvil	58
CAPITULO 3: OPERACIÓN DE LA SUBESTACIÓN MÓVIL		59
3.1.	Mitigación con atención emergente.....	59
3.2	Descripción de la Subestación	60
3.3	Semirremolque Alta Tensión (BAT).....	60
3.4	Semirremolque del Transformador de Potencia (TMK)	60
3.5	Remolque Baja Tensión (BMT)	62
3.6	Remoción de las estructuras de bloqueo de los equipos	62
3.6.1	Semirremolque de Alta Tensión (BAT)	63
3.7	Semirremolque del Transformador de Potencia (TMK)	64
3.8	Configuración de los equipos para puesta en servicio	65
3.8.1	Semirremolque de Alta Tensión (BAT)	65
3.8.2	Abertura y estructura de soporte de los pararrayos AT	66
3.8.3	Abertura del GIS AT	67
3.8.4	Instalación de los cables de conexión de potencia	70
3.9	Semirremolque del Transformador de Potencia (TMK).....	71
3.9.1	Abertura de la estructura del pararrayos lado AT	72
3.9.2	Colocación de los pararrayos lado BT en posición de servicio .	72
3.10	Colocación de los aisladores lado BT en posición de servicio .	72

3.10.1 Colocación del conservador de aceite del trafo en posición de servicio.....	73
3.10.2 Instalación de los cables de potencia de interconexión AT y MT	73
3.11 Puesta a tierra de la subestación móvil.....	74
3.12 Interconexiones BT entre bahías	75
3.13 Requisitos de ajuste (torque) de las conexiones instaladas.....	76
3.14 Preparación para puesta en servicio	77
3.14 Puesta en servicio	79
3.15 Área de Servicio.....	80
3.16 Área de transformación.....	84
3.16.1 Características de los Transformadores	85
3.16.2 Especificaciones del transformador	85
3.16.3 Selección del transformador	86
3.17 Área de corte y seccionamiento.....	87
3.17.1 Características de los equipos de protección en bajo y medio voltaje	87
3.17.1 Protección y seccionamiento en medio voltaje.....	87
3.17.2 Protección y seccionamiento en bajo voltaje	88
3.17.3 Especificaciones de equipos de corte y seccionamiento	88
3.17.4 Especificaciones de seccionador en medio voltaje.....	88
3.17.5 Especificaciones de interruptores en bajo voltaje.....	89
3.17.6 Selección de equipo de corte y seccionamiento.....	90
3.17.7 Selección del seccionador en medio voltaje.....	90
3.17.8 Selección de interruptores termomagnéticos.....	91
3.17.9 Selección de interruptor termomagnético principal.....	91
Capítulo 4: ANÁLISIS DE OPERACIÓN DE S.E. MÓVIL	92

4.1 Topología actual.....	92
4.2 Topología proyectada	93
Figura 4. 1. Demanda día laborable SE Móvil	93
4.3 Contingencias en la Subestación Móvil.....	94
Figura 4. 2 Esquema de operación normal con la SE Móvil	94
Figura 4. 3 Esquema de operación para contingencia con la SE Móvil	95
Fuente: el autor	95
CONCLUSIONES	96
RECOMENDACIONES.....	98
Bibliografía.....	100

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPÍTULO 2:

Figura 2. 1. Diagrama con equipos de corte y seccionamiento en subestación Machala Fuente: autor	11
Figura 2. 2 Pérdidas de una red en distribución soterrada	13
Figura 2. 3 Pérdidas de una red en distribución aérea	13
Figura 2. 4 Límite del nivel de sobrecarga SIL	13
Figura 2. 5 Curva anual de demanda máxima coincidente del año 2021	14
Figura 2. 6 Curva horaria del sistema	15
Figura 2. 7 Sistema simulado en CYME	16
Figura 2. 8. Diagrama de protecciones en la barra de 69 kV.....	17
Figura 2. 9 Interrupturos de ruotura SF6	23
Figura 2. 10 Seccionadores Trifásicos.....	27
Figura 2. 11 Transformador de Intensidad (TC).....	30
Figura 2. 12 Transformador de Potencial (TP).	31
Figura 2. 13 Apartarrayos con contador de descargas	33
Figura 2. 14 Interconexión de conductores de la red de tierras.....	35
Figura 2. 15 Cable de Guarda con Fibras Ópticas OPGW	44
Figura 2. 16 Subestación Convencional, Tres Transformadores Monofásicos 400/230/10 kV Fuente. El autor	49
Figura 2. 17 Subestación encapsulada, aislada en gas SF6.....	51
Figura 2. 18 Subestación eléctrica de potencia híbrida con 4 módulos... 53	
Figura 2. 19 . Diagrama unifilar en arreglo de barra sencilla.	57
Figura 2. 20 Diagrama unifilar de S.E móvil	58

CAPÍTULO 3:

Figura 3. 1 Ubicación de los gatos del semirremolque Alta Tensión	60
Figura 3. 2 Ubicación de los gatos del semirremolque	61

Figura 3. 3 Mando de los gatos hidráulicos	61
Figura 3. 4 Ubicación de los gatos del remolque BT	62
Figura 3. 5 Estructuras a remover en el semirremolque AT	63
Figura 3. 6 Bloqueo de fijación en el topo de los pararrayos (pormenor) 63	
Figura 3. 7 Bloqueo de fijación en la base del pararrayos (pormenor)	64
Figura 3. 8 Ubicación de las estructuras a remover en semirremolque del transformador de potencia lado AT	64
Figura 3. 9 Ubicación de las estructuras de los pararrayos a remover en semirremolque del transformador de potencia lado BT.....	65
Figura 3. 10 Ubicación de las estructuras de los aisladores a remover en semirremolque del transformador de potencia lado BT.....	65
Figura 3. 11 Configuración para tránsito.....	66
Figura 3. 12 Configuración para puesta en servicio.....	66
Figura 3. 13 Abertura e fijación de los pararrayos en posición de servicio67	
Figura 3. 14 Presión SF6 en nivel recomendado para transporte	67
Figura 3. 15 Tornillo de fijación del polo	68
Figura 3. 16 Aflojar los tres tornillos azules.....	68
Figura 3. 17 Abertura del polo	69
Figura 3. 18 Bloqueo del polo	69
Figura 3. 19 Apretamiento de las tuercas	69
Figura 3. 20 Posición de servicio del equipo.....	70
Figura 3. 21 Puntos de llenado para SF6	70
Figura 3. 22 Ubicación de almacenamiento de los cables de conexión durante el transporte	71
Figura 3. 23 Configuración para tránsito.....	71
Figura 3. 24 Configuración para puesta en servicio.....	71
Figura 3. 25 Movimiento de los pararrayos para posición de servicio.....	72

Figura 3. 26 Colocación del conservador de aceite del trafo en posición de servicio (altitudes >1000m)	73
Figura 3. 27 Pararrayo en subestación móvil	74
Figura 3. 28 Ubicación de los cables tierra de los pararrayos AT	74
Figura 3. 29 Puntos de conexión a la tierra.....	75
Figura 3. 30 Cable de interconexión de baja tensión.....	76
Figura 3. 31 Interconexión entre bahías	76
Figura 3. 32 Puntos de ligación para alimentación CA externa	78

CAPÍTULO 4:

Figura 4. 1. Demanda día laborable SE Móvil	93
Figura 4. 2 Esquema de operación normal con la SE Móvil	94
Figura 4. 3 Esquema de operación para contingencia con la SE Móvil ...	95

INDICE DE TABLAS

CAPÍTULO 2:

Tabla 2. 1 Equipos que superan el 70% de cargabilidad respecto de su potencia nominal.....	9
Tabla 2. 2 Transformadores con más de 30 años de funcionamiento.	10
Tabla 2. 3 Voltajes en las barras conectadas a EMELORO 1.	16
Tabla 2. 4. Clasificación de la subestación móvil a diseñar	57

CAPÍTULO: 3

Tabla 3. 1 Ajuste aplicado en las conexiones instaladas.....	77
Tabla 3. 2 Puntos de ligación para alimentación CC externa	78
Tabla 3. 3 Disyuntores CA y CC de la bahía BAT	78
Tabla 3. 4 Disyuntores CA y CC de la bahía TMK.....	79
Tabla 3. 5 Disyuntores CA y CC de la bahía BMT.....	79
Tabla 3. 6 Niveles de voltaje para operación.....	80
Tabla 3. 7 Distancias de seguridad aplicables, según la norma IEC 60071-2	81
Tabla 3. 8 Niveles de aislamiento normalizados según la práctica de Estados Unidos. 81	
Tabla 3. 9 Nivel Básico de Aislamiento82	
Tabla 3. 10. Relación entre niveles de aislamiento y distancias mínimas a tierra.	82
Tabla 3. 11. Relación entre nivel de aislamiento y distancia mínima fase-fase.	83
Tabla 3. 12 Caídas de voltaje máximo según Regulación CONELEC – 004/01	84
Tabla 3. 13 Caídas de voltaje máximo según	85
Tabla 3. 14 Datos técnicos del transformador de potencia	86

Tabla 3. 15 Selección de voltaje del seccionador en medio voltaje, según la IEC 56.....	87
Tabla 3. 16 Datos del Seccionador en Medio Voltaje	88
Tabla 3. 17 Especificaciones de Interruptores en Bajo Voltaje	89
Tabla 3. 18 Corrientes necesarias de interruptor termomagnético	90
Tabla 3. 19 Datos técnicos del seccionador escogido para el montaje de la subestación móvil	91

CAPITULO 4:

Tabla 4. 1 Desconexión de demanda solicitada por el CENACE	92
Tabla 4. 2 Demandas máximas CNEL EL ORO topología actual	92
Tabla 4. 3 Demandas máximas CNEL EL ORO topología proyectada....	93

RESUMEN

El actual trabajo de titulación tiene como objetivo principal presentar criterios de instalación y mantenimiento para una subestación eléctrica móvil con voltajes de tensión a transformador de 230/69 KV este aspecto puede solucionar la demanda de potencia eléctrica a ciudades del país donde la subestación principal está en el límite de capacidad, por la cantidad máxima de potencia eléctrica que se puede enviar a través de una o de un conjunto de líneas de transmisión manteniendo las condiciones operativas del sistema eléctrico de potencia. Esta propuesta es un mecanismo alternativo. Este tipo de infraestructura debe tener una instalación y mantenimiento adecuado para así no tener pérdidas en la generación de energía eléctrica. La metodología manejada utiliza tres métodos; el tipo bibliográfico porque recopila especificaciones de la operación de subestaciones eléctricas. Es también descriptiva detalla particularidades de cargabilidad de una línea de transmisión su capacidad de potencia que puede fluir por la línea bajo condiciones de operación aceptables de tal manera instituir la correcta instalación y mantenimiento de una subestación eléctrica móvil para generación de potencia eléctrica alternativa. Es también de tipo analítica porque plantea ante situaciones críticas un plan de contingencia.

PALABRAS CLAVES: Subestación eléctrica Móvil. Cargabilidad, Potencia eléctrica, Transformador, Red de distribución,

ABSTRACT

The main objective of the current titling work is to present installation and maintenance criteria for a mobile electrical substation with transformer voltages of 230/69 KV, this aspect can solve the demand for electrical power in cities of the country where the main substation is in operation. the capacity limit, for the maximum amount of electrical power that can be sent through one or a set of transmission lines while maintaining the operating conditions of the electrical power system. This proposal is an alternative mechanism. This type of infrastructure must have an adequate installation and maintenance so as not to have losses in the generation of electrical energy. The managed methodology uses three methods; the bibliographic type because it compiles specifications of the operation of electrical substations. It is also descriptive and details particularities of the chargeability of a transmission line, its power capacity that can flow through the line under acceptable operating conditions in such a way as to establish the correct installation and maintenance of a mobile electrical substation for the generation of alternative electrical power. It is also of an analytical nature because it proposes a contingency plan in critical situations.

KEY WORDS: Mobile electrical substation. Chargeability, Electric power, Transformer, Distribution network,

CAPÍTULO 1: GENERALIDADES DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

1.1 Introducción

Las empresas de distribución de energía eléctrica son susceptibles a fallas y/o suspensiones del servicio a consumidores. De acuerdo a aspectos como la operación y mantenimiento se manifiesta que las fallas derivan a la interrupción de servicio y también demoras por la forma que realizan una posterior reconexión o reparación. Al respecto existe como antecedente que en el Tercer Suplemento del Registro Oficial No. 418 de 16 de enero de 2015 publicado en la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE), declara en su:

Artículo 2; Objetivos específicos de la ley:

Proveer a los consumidores o usuarios finales de un servicio público de energía eléctrica de calidad, confiabilidad y seguridad; así como, brindar el servicio de alumbrado público general; y, asegurar la igualdad y uso generalizado de los servicios e instalaciones de transmisión y distribución.

Artículo 47.- De la programación de la operación: Los participantes que realizan actividades de generación; autogeneración; transmisión; distribución y comercialización; y, grandes consumidores, además de los habilitados para las transacciones internacionales de electricidad, tendrán la obligación de proporcionar al Operador Nacional de Electricidad (CENACE), toda la información económica, técnica y operativa que debe ser utilizada para la programación.

De forma coyuntural La expansión de la generación tiene como objetivo garantizar el abastecimiento interno de la demanda de potencia y energía eléctrica del país en condiciones de confiabilidad, calidad, economía y respecto por el medio ambiente, promoviendo el uso de recursos energéticos renovables, en un ámbito de soberanía energética.

Una visión integral del sistema eléctrico ecuatoriano, es el Plan de Expansión de la Transmisión (PET) donde se comprende generación, transmisión y distribución, dando prioridad a la atención del crecimiento de la

demanda, cuya prospectiva considera a más del crecimiento tendencial del consumo, la incorporación de cargas especiales, el cambio de las matrices energética y productiva del país, la interconexión del sector petrolero con el Sistema Nacional de Transmisión (SNT) y los lineamientos establecidos para la integración eléctrica regional. En el plan de expansión se determinan las obras de transmisión requeridas para superar las restricciones operativas existentes en el Sistema Nacional Interconectado, así como las obras para la conexión al sistema de transmisión de las nuevas fuentes de suministro de energía eléctrica para atender con calidad, confiabilidad y seguridad los requerimientos del crecimiento de la demanda. (ARCONEL, 2021).

Cabe entonces señalar que el objetivo fundamental de la planificación de la expansión del sistema de transmisión es el de garantizar el desarrollo de una red debidamente adaptada a las crecientes necesidades de la demanda.

Se conoce que el Sistema Nacional de Transmisión, cuenta actualmente con líneas de transmisión que operan en niveles de voltaje: 500, 230 y 138 kV. Las líneas y subestaciones que constituyen el anillo de 230 kV y las líneas que operan a 500 kV, conforman el sistema troncal de transmisión.

Las distribuidoras y grandes consumidores entre otros aspectos son responsables de: “Comprometer en cada uno de los nodos (barras) de interconexión con el transportista u otros agentes del MEM, un factor de potencia, que será determinado por la ARCONEL sobre la base de un estudio conjunto CENACE-Distribuidor y tomando como referencia el Plan de Expansión presentado como respaldo al cálculo del Valor Agregado de Distribución (VAD). Los valores límites del factor de potencia serán calculados para demanda: mínima, media y máxima. El factor de potencia se lo determinará sin tomar en cuenta el efecto de cualquier generación insertada en la red del Distribuidor”.

La ARCONEL, sobre la base de estudios realizados por el CENACE, remitió la información correspondiente a los niveles de voltaje que debe mantener el transmisor y el factor de potencia que deben presentar las Empresas Eléctricas Distribuidoras. Se determinan los límites para los diferentes niveles de voltaje:

Tabla 1. Rangos aceptables de variación de voltaje.

Niveles de voltaje	Banda Inferior Banda Superior		Banda Inferior Banda Superior	
	Normal	Emergencia	Normal	Emergencia
500 kV	-5%	-8%	5%	7%
230 kV	-5%	-7%	5%	6%
138 kV	-5%	-10%	5%	5%
69Kv y 46kV	-3%	-5%	4%	6%

Fuente: (Gancino, 2020)

El factor de potencia: 0,96 inductivo o superior inductivo para condiciones de máxima, media y mínima demanda. Además, para zonas radiales del sistema de transmisión a 138 kV que no dispongan de generación o recursos necesarios para el control de voltaje, los valores mínimos aceptables serán -7% y -10% para la operación del sistema en condiciones normales y en emergencia, respectivamente. Asimismo, para barras de generación se recomienda que operen de forma continua con un voltaje 6% mayor al nominal, conforme requerimientos operativos del sistema, establecidos en el CENACE.

En el largo plazo no se permitirán sobrecargas permanentes, en tanto que en el corto y muy corto plazo se pueden fijar límites de sobrecarga definidos en función de la duración de dicha condición. En cualquier caso, no se sobrepasarán las temperaturas máximas permisibles de los equipos de tal forma de evitar disminuciones en su vida útil. Para la determinación de necesidades de ampliación de capacidad de transformación, se utiliza como criterio la condición de que la cargabilidad de los equipamientos existentes haya alcanzado la capacidad FA (80% de la capacidad máxima). (Plan Maestro de Electricidad, 2021).

Para los análisis de estado estacionario se consideran contingencias simples en líneas de transmisión. En condiciones de contingencias para análisis de planificación no se permitirán sobrecargas en los transformadores de potencia (sobre el 100%), en tanto que se permitirán sobrecargas en líneas de 230 kV o 138 kV de hasta el 10% para dichas condiciones al no superarse el límite térmico de líneas, aunque sí el operativo.

1.2 Planteamiento del problema

En situaciones críticas por la cargabilidad en bahías de subestaciones de potencia eléctrica debido a que la capacidad por ejemplo de transformadores de potencia que se encuentren sobre el 90% se cataloga como de la alta cargabilidad del transformador (por ejemplo, un transformador de 230/69 kV) esto repercute en baja disponibilidad del servicio eléctrico para ciudades pues no se cumple con los límites mínimos establecidos. Es decir, se ha llegado al límite y se debe establecer acciones emergentes para evitar disparos de la posición y colapso de la misma ante la situación presentada.

En un caso particular real en el país, esta propuesta bien podría destinarse para la subestación Machala de Celec Ep - Transelectric, ubicada en la provincia del Oro la cual posee tres bancos de transformadores, dos de 100 MVA y uno de 165 MVA. Actualmente el problema se centra en el banco de transformadores TRK 230/69/13,8 kV donde los circuitos de media tensión EMELORO 1 y EMELORO 2 ubicados en el patio de 69 kV, poseen una demanda conjunta de 191 MW. La demanda de los dos circuitos y la venta de energía al Perú hacen que la cargabilidad del banco TRK de encuentre al 90% de su capacidad nominal, esto refleja la limitada capacidad de reserva que tiene el sistema. Por otro lado, en el circuito EMELORO 1 se tiene caídas de voltaje en las subestaciones de distribución aguas abajo de la subestación.

1.3 Justificación

Sumando al nivel crítico de cargabilidad se debe tomar en cuenta pérdidas de transmisión por la longitud de la línea de transmisión de 53,19 km, que interconecta a las subestaciones Machala en el Ecuador con Zorritos en el territorio peruano (capacidad de hasta 100 MW). Por consiguiente, implementar un mecanismo alternativo como la instalación de una subestación móvil de 45 MVA 230/69 kV servirá para mitigar la situación descrita como el planteamiento del problema.

La mencionada subestación deberá conectarse a uno de los circuitos de 230 kV de la línea de potencia del SNI. El sistema de medición comercial de la nueva posición será ubicado en el lado de 69 kV de la subestación móvil. El mecanismo de contingencia energético contribuye con el objetivo de

garantizar que los servicios públicos y su provisión respondan a los principios de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, eficiencia, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad y calidad.

1.4. Objetivo General

Determinar criterios para la instalación y mantenimiento de una subestación eléctrica móvil 230/69 kV

1.5 Objetivos Específicos

1. Describir la operación de una subestación de potencia eléctrica con capacidad móvil.
2. Determinar la proyección de demanda por día laborable para una subestación móvil
3. Plantear el análisis de contingencia para la subestación móvil en un caso real.

1.6 Metodología

El tipo de investigación utilizado en este trabajo es; bibliográfica por cuanto se establece indicadores y regulaciones dada por entes de regulación del servicio eléctrico en el país. Es también descriptiva porque se especifica las particularidades de cargabilidad de una línea de transmisión indica la capacidad de potencia que puede fluir por la línea bajo condiciones de operación aceptables. El método analítico plantea establecer la correcta instalación y mantenimiento de una subestación eléctrica móvil para generación de potencia eléctrica alternativa.

CAPÍTULO 2: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

El sistema de transmisión está conformado por 50 subestaciones fijas y 4 subestaciones móviles. Considerando las características del equipamiento de transformación instalado, éstas pueden clasificarse de la manera siguiente:

- 2 subestaciones con patios de 500 y 230 kV
- 2 subestaciones con patios de 230 kV
- 7 subestaciones con patios de 230, 138 y 69 kV
- 5 subestaciones con patios de 230 y 138 kV
- 5 subestaciones con patios de 230 y 69 kV
- 2 subestaciones con patios de 138 kV
- 23 subestaciones con patios 138 y 69 kV
- 4 subestaciones con patios 138 kV y 22 o 13,8 kV
- 3 subestaciones móviles de 138/69 kV y 1 de 230/69 kV, mismas que permiten de manera temporal el suministro del servicio a empresas eléctricas de distribución.

Los patios de maniobras de subestaciones de 500 y 230 kV, disponen de un sistema de doble barra principal, lo que permite tener en la operación una alta confiabilidad y capacidad de maniobra. A niveles de voltaje de 138 y 69 kV, de manera general el equipo de maniobra en subestaciones se conecta a un sistema de barras principal - transferencia, que permite realizar mantenimientos en bahías sin necesidad de hacer suspensiones del servicio. (Plan Maestro de Electricidad, 2021).

2.1 Crecimiento de cargas

Con el aumento de la demanda eléctrica en el área metropolitana de las ciudades por parte del crecimiento de consumidores se afecta el servicio cuando no se establecen criterios para mejorar la confiabilidad del sistema y mejorar el suministro de energía eléctrica. Mantener estudios de crecimiento de las cargas anualmente, permite contar con un historial de demanda anual, ya que existen cargas que superan las capacidades nominales de las subestaciones y por estos motivos existen problemas de caídas de tensión.

En un caso real, con límites de cargabilidad críticos es vital reconstruir una línea existente por ejemplo de 69kV o de 230kV e incluir consideraciones para un futuro circuito de 230kV. Obviamente este último criterio depende del gobierno de un estado o país, pues el aspecto de financiamiento es primordial a la hora de dar una solución duradera. Así en casos de empresas de distribución con niveles críticos de cargabilidad deben determinar el límite de cargabilidad de las líneas de distribución en los cuales se establecerá a que punto de corriente empieza a concurrir una extensión térmica en los conductores (corriente que circula por los conductores sin que el aumento de temperatura produzca una dilatación), ya que si existe una dilatación causará problemas con el sistema debido al pandeo que se produce por el aumento de longitud en la línea (Gancino, 2020).

La cargabilidad se define como la cantidad máxima de potencia eléctrica que se puede enviar a través de una o de un conjunto de líneas de transmisión manteniendo las condiciones operativas del sistema eléctrico de potencia. La cargabilidad o capacidad se refiere al límite o capacidad térmica del conductor. La capacidad térmica o límite térmica queda determinado por la máxima temperatura que soporta el conductor sin perder sus características eléctricas y mecánicas. El incremento de temperatura afecta a los conductores y las pérdidas de su resistencia mecánica. La temperatura del conductor depende de la magnitud de la corriente y de la duración de esta, así como de la temperatura ambiente, velocidad del viento y de las condiciones físicas del conductor. (Guaman, 2014).

En la distribución de energía eléctrica, y con el objetivo de brindar siempre un mejor servicio a los usuarios de la energía eléctrica, se hecho mucho énfasis en la medición de la calidad del servicio, a través de los diferentes indicadores establecidos como son la Frecuencia Media de Interrupciones (FMIk) y el Tiempo Total de Interrupciones (TTIk), lo cual ha permitido desarrollar infraestructura para alcanzar estos propósitos. (CONELEC, 2015). Desde el punto de vista corporativo de las empresas eléctricas de distribución, debe impulsar la reducción del índice de pérdidas de energía a través de la gestión de recaudación oportuna, contar con una mejora en los ingresos percibidos

por el servicio brindado, con lo cual se puede invertir en la mejora continua de sus sistemas. (Plan Maestro de Electricidad, 2021).

2.2 Cargabilidad de los transformadores del SNT

La normativa indica que los límites de cargabilidad de los transformadores deben ser fijados por el propietario de los equipos y validados por el CENACE. La Tabla 2.1 muestra transformadores del SNT que han alcanzado o superado el 70% de cargabilidad respecto de su potencia nominal.

Tabla 2. 1 Equipos que superan el 70% de cargabilidad respecto de su potencia nominal.

Transformador	Relación Transformación	Capacidad (MVA)	Cargabilidad Máxima (MVA)	Cargabilidad Máxima (%)	Año Entrada Operación
Totoras - ATT	230/138	112	124,5	111%	1986
Machala - ATQ	138/69	100	108,6	109%	1988
Dos Cerritos - ATK	230/69	165	170,2	103%	2004
Posorja - ATQ	138/69	33	34,1	102%	1988
Pomasqui - ATU	230/138	300	300,6	100%	2003
San Antonio Domingo - ATR	138/69	100	99	99%	1983
Policentro - ATQ	138/69	150	143,1	95%	1990
Milagro - ATK	230/69	167	151,7	91%	1983
Loja - ATQ	138/69	66,7	60	90%	1988
Manta - ATQ	138/69	33	29,6	89%	1980
Mulaló - ATQ	138/69	60	53,1	88%	1999
Machala - ATR	138/69	100	88,4	88%	2006
Molino - AT1	230/138	375	326,6	87%	1983
Portoviejo - AA2	138/69	75	64,9	87%	1986
Esmeraldas - AA1	138/69	75	64,9	86%	1981
Ibarra - ATQ	138/69	66,7	57,5	86%	2012
Portoviejo - AA1	138/69	75	63,9	85%	1980
Santa Rosa - ATT	230/138	375	316,5	84%	2006
Quevedo - ATT	230/138	167	139,5	84%	1983
Pascuales - ATU	230/138	375	310,5	83%	1983
Riobamba - TRK	230/69	100	81,6	82%	1989
Montecristi - ATQ	138/69	100	81,6	82%	2012
Urcuquí - ATR	230/69	225	181,7	81%	2011
Cuenca - ATQ	138/69	100	80,7	81%	1983
Quevedo - ATR	138/69	120	96,7	81%	1997
Millagro - ATU	230/138	225	178,9	79%	2009
Totoras - ATQ	138/69	100	78,6	79%	1986
Gualaceo - TRG	138/22	16	12	75%	2012

Fuente: (Plan Maestro de Electricidad, 2021)

Existen 12 subestaciones (Posorja, Baños, Puyo, Loja, Chone, Orellana, Tena, Mulaló, Manta, Montecristi, Tulcán y Quevedo) que no tienen transformadores de reserva, en las que las averías de sus transformadores ocasionarían el colapso del servicio a la totalidad de sus usuarios por un período indefinido.

Por lo general, un transformador de potencia es un dispositivo muy confiable que está diseñado para lograr una vida útil de 20 a 35 años y una vida mínima de 25 años a temperaturas de funcionamiento comprendidas entre 65 °C y 95 °C.

Para la determinación de necesidades de ampliación de capacidad de transformación, se utiliza como criterio la condición de que la cargabilidad de los equipamientos existentes haya alcanzado la capacidad FA (80% de la capacidad máxima).

En algunos casos, no es un régimen ordinario de trabajo, sino más bien obedece a contingencias operativas del SNT, pero no se puede descartar el hecho de que, en un determinado momento, estas condiciones se presenten y afecten la operación. En la Tabla 2.2 muestra el listado de transformadores del SNT que han rebasado los 30 años de operación.

Tabla 2. 2 Transformadores con más de 30 años de funcionamiento.

Transformador	Relación Transformación	Capacidad (MVA)	Año Operación
Santo Domingo -ATR	138 / 69	100	1983
Milagro - ATK	230 / 69	167	1983
Manta - ATQ	138 / 69	33	1980
Molino - AT1	230 / 138	375	1983
Esmeraldas-AA1	138 / 69	75	1981
Portoviejo - AA1	138 / 69	75	1980
Quevedo - ATT	230 / 138	167	1983
Pascuales -TU	230 / 138	375	1983
Cuenca ATQ	138 / 69	100	1983
Santo Domingo- ATU	230 / 138	167	1983
Ambato - AT1	138 / 69	43	1977
Tena - TRQ	138 / 69	33	1980

Fuente; (Plan Maestro de Electricidad, 2021)

La red de subtransmisión de CNEL Regional El Oro es servida actualmente a través de la subestación Machala, que cuenta con dos transformadores ATQ y ATR 138/69 kV de 100 MVA de capacidad cada uno y, alternativamente, con un transformador TRK de 165 MVA. El problema que limita la capacidad de entrega a la carga de CNEL El Oro a nivel de 69 kV, es el hecho de que la barra de 69 kV es de tipo encapsulada y dispone solamente de dos

alimentadores de 69 kV: Emeloro 1 y Emeloro 2. Estos alimentadores presentan actualmente altos niveles de carga y en el largo plazo llegarán a copar su capacidad de transferencia, sin existir la posibilidad de instalar más alimentadores en dicha barra encapsulada. Los tres transformadores de la subestación Machala se encuentran conectados a la barra común en GIS a nivel de 69 kV.

Al respecto promover soluciones a este tipo de problemas, cumpliría con al menos dos objetivos del Plan Maestro de Electricidad en el país. estos objetivos son:

- Garantizar el acceso universal a la energía eléctrica, permitiendo atender el crecimiento actual y futuro de la demanda, cumpliendo con los índices de satisfacción al cliente.
- Mejorar los resultados en el corto, mediano y largo plazo, a través de un proceso eficaz de planificación en las empresas eléctricas de distribución; con un enfoque integral e innovador en la prestación de un servicio público moderno de energía eléctrica.

En la figura 2.1 se muestra el diagrama unifilar con la conexión de equipos de corte y seccionamiento de la subestación Machala - CELEC EP – Transelectric.

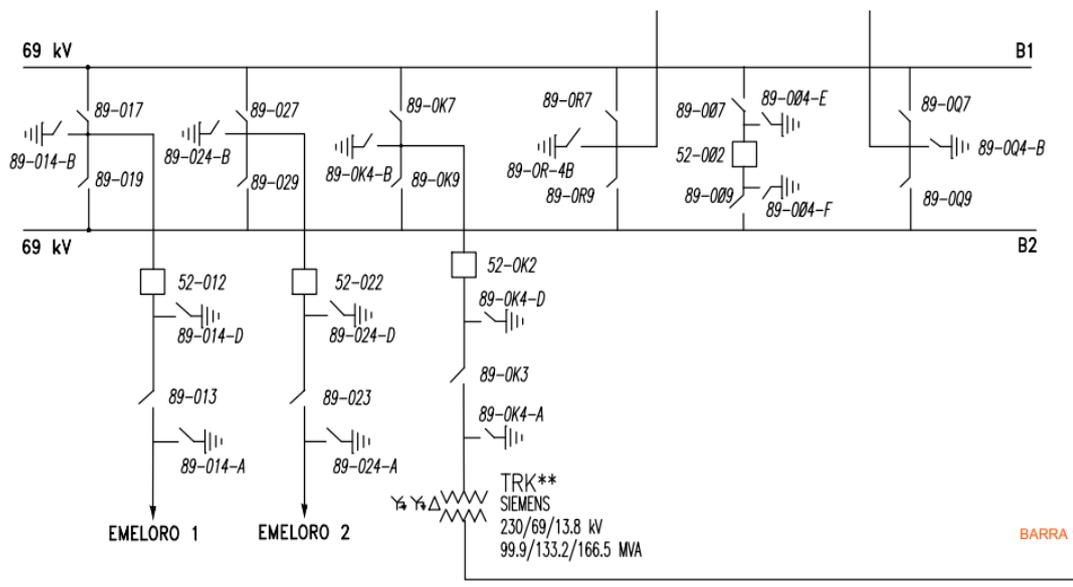


Figura 2. 1. Diagrama con equipos de corte y seccionamiento en subestación Machala
Fuente: autor

Se indica que, a niveles de voltaje de 138 y 69 kV, de condición general el equipo de maniobra en subestaciones se conecta a un sistema de barras principal - transferencia, que permite realizar mantenimientos en bahías sin necesidad de hacer suspensiones del servicio. Existen además elementos de compensación con el fin de regular los voltajes en barras del sistema de transmisión, en varias de las subestaciones del sistema de transmisión se disponen de bancos de condensadores, para compensación capacitiva y bancos de reactores, para compensación inductiva.

2.2.1. Parámetros de Cargabilidad en distribución

El análisis de carga en los sistemas eléctricos de distribución sirve o son utilizados para encontrar el voltaje que existe en cada nodo de la red, la potencia activa y reactiva que circulan por todas las líneas, pérdidas en los transformadores y una gran variedad de demanda (cargas resistivas, inductivas y capacitivas). Cuando no todas las cargas son trifásicas, se utiliza una distribución de carga para que el sistema sea lo más balanceado posible, el balanceo de carga ayuda a que la corriente que circula por cada conductor sea la adecuada y circule la misma corriente por cada conductor eléctrico. Para determinar la cargabilidad que pueden soportar las líneas se determina el SIL (Toledo & León, 2018) .

La capacidad de potencia activa como reactiva que circulan en una línea deben estar entre los parámetros de operación del sistema. Estos parámetros están en función de la distancia de la línea, el voltaje de cada nodo y el calibre del conductor. Para encontrar el flujo de carga ideal se usará el flujo de potencia. Las impedancias que existen en las redes eléctricas de distribución son resistivas e inductivas, en estos sistema la parte capacitiva de la impedancia es muy baja por lo cual no se la toma en consideración, en estas solo existe la parte capacitiva en las redes que son soterradas debido al efecto que se da entre la fase y la tierra del conductor, pero en las redes eléctricas de distribución aéreas no se da el efecto capacitivo debido a la altura que se encuentran, a su longitud y al nivel de voltaje (Gancino, 2020). Véase en las figuras 2.2 y 2.3 las pérdidas de una red aérea de distribución tanto soterrada como aérea.

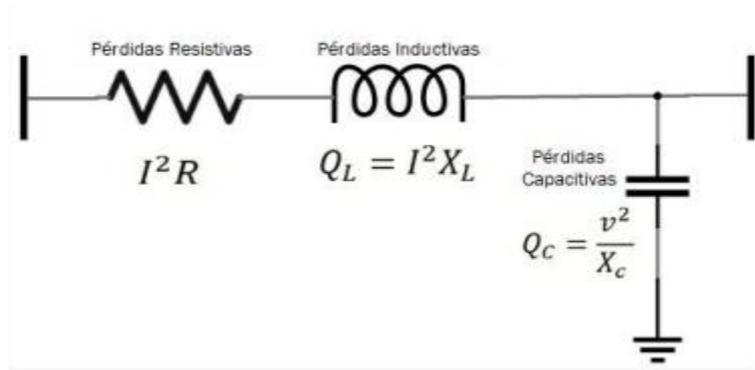


Figura 2. 2 Pérdidas de una red en distribución soterrada

Fuente: (Garavito, 2018)

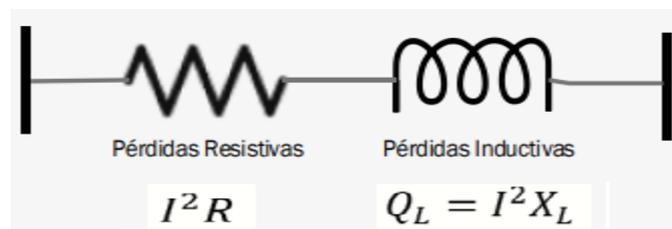


Figura 2. 3 Pérdidas de una red en distribución aérea

Fuente: (Garavito, 2018)

En la figura 2.4. se aprecia cuando existen valores menores a los de la demanda del punto de intersección que la línea registra valores capacitivos en cambio cuando los valores son más altos su comportamiento es inductivo. Los valores de potencia que circulan por las líneas deben cumplir con las condiciones del SIL

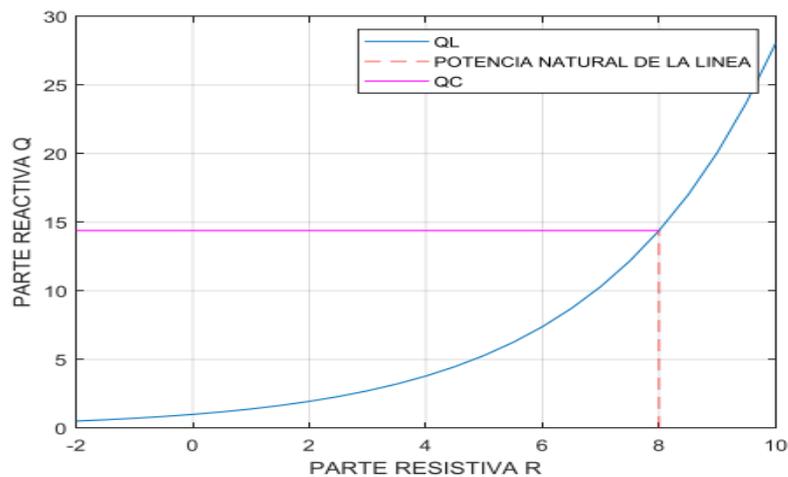


Figura 2. 4 Límite del nivel de sobrecarga SIL

Fuente: (Garavito, 2018)

Para determinar el valor de potencia ideal que pueden circular por las líneas (SIL), se necesita conocer algunos parámetros como la impedancia en serie, en derivación y la impedancia característica de la línea. El SIL se va a utilizar en los sistemas de distribución debido a que se necesita conocer el límite térmico de los conductores de los sistemas del IEEE para evaluar a que punto va a existir una dilatación en los conductores. Cuando el valor de voltaje en las líneas es alto su potencia de igual manera cumpliendo proporcionalmente al nivel de voltaje, el SIL sirve para determinar el número y calibre de conductores adecuados para la potencia que van a circular por estos, al aumentar el número de conductores su impedancia característica va a disminuir la impedancia característica de un tramo de la línea es aquella que es casi siempre resistiva con un factor de potencia muy cerca de uno (Gancino, 2020).

2.3 Patio de maniobras a 69 KV

Se estudia el comportamiento del sistema CNEL-EP UN El Oro, en la figura 2.5 se muestra la curva de carga anual en 2021, esto se la obtuvo por medio de datos brindados por la Unidad de Negocio, se tomó la demanda máxima coincidente más alta de cada mes del año 2021, empezando por el mes de enero

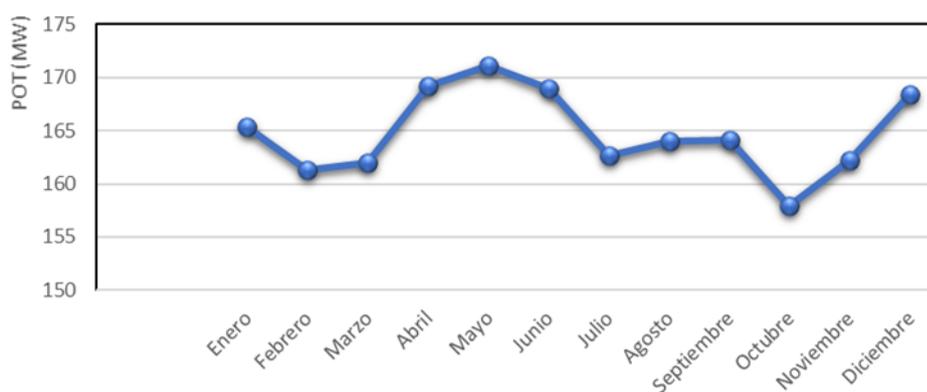


Figura 2. 5 Curva anual de demanda máxima coincidente del año 2021

Fuente: autor

En la figura 2.5 se muestra que el pico en la curva del año 2021 se da en el mes de mayo con un aproximado de 173 MW y la mínima demanda se da

en el mes de octubre con un aproximado de 158 MW. (para el caso de estudio de EMELORO 2). Para realizar la curva se tomó los datos brindados por la UN, estos datos fueron tomados cada 15 minutos de un día en que la demanda máxima coincidente fue la mayor que se obtuvo dentro del mes de abril del 2022, Véase la figura 2.6.

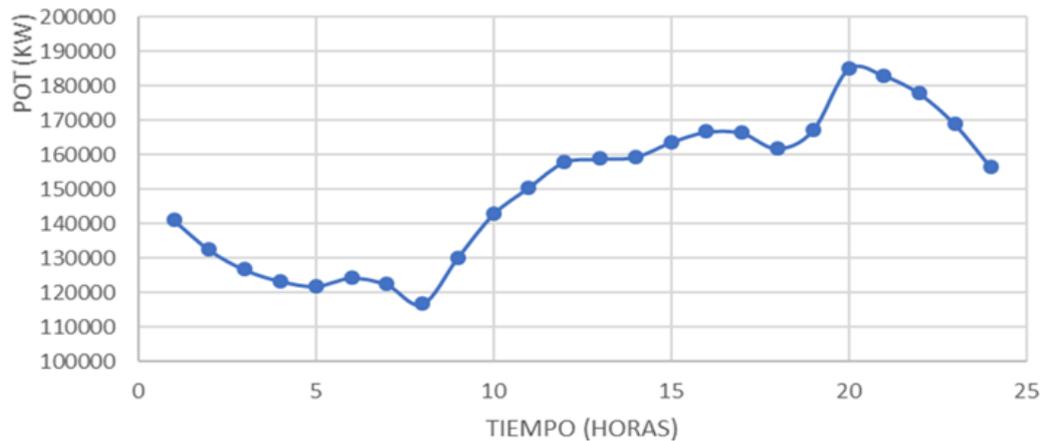


Figura 2. 6 Curva horaria del sistema

Fuente: autor

La curva de carga horaria reflejada en la figura 2.6 tiene un mínimo de 112 MW a las 8h00 y un pico aproximadamente de 181 MW a las 20h00. Este pico supera en 10 MW aproximadamente al pico presentado de la curva anual del 2021, esto refleja el incremento que se tiene para el 2022. CNEL EP UN El Oro cuenta con dos circuitos principales: EMELORO 1 y EMELORO 2.

Con el fin de tener un diagnóstico en las barras de interés se realizaron simulaciones en el programa CYME. En la figura 2.7 se muestran las barras del circuito EMELORO 1, incluyendo a las barras privadas GOLDEN 1 y GOLDEN 2.

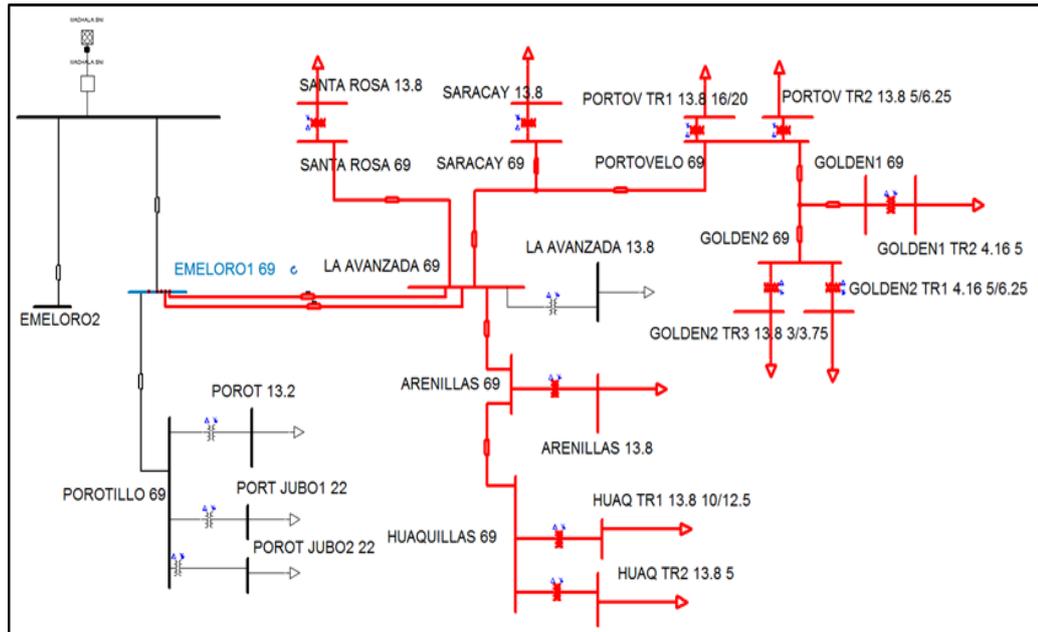


Figura 2. 7 Sistema simulado en CYME.

Fuente: autor

En la Tabla 2.3 se denota con rojo los voltajes que se encuentran fuera de los límites de regulación permitida que son +/- 5% del KV base.

Tabla 2. 3 Voltajes en las barras conectadas a EMELORO 1.

BARRAS	KV BASE	KV LL	KV PU
EMELORO1 69	69	68,9	0,999
LA AVANZADA 69	69	64,6	0,937
SANTA ROSA 69	69	64,1	0,928
ARENILLAS 69	69	63,4	0,919
HUAQUILLAS 69	69	62,1	0,9
SARACAY 69	69	62,2	0,902
PORTOVELO 69	69	59,4	0,861
GOLDEN1 69	69	59,4	0,861
GOLDEN2 69	69	59,4	0,861
POROTILLO 69	69	68	0,985
LA AVANZADA 13.8	13,8	13,2	0,958
SANTA ROSA 13.8	13,8	12,8	0,928
ARENILLAS 13.8	13,8	12,6	0,917
HUAQ TR1 13.8 10/12.5	13,8	12,5	0,907
HUAQ TR2 13.8 5	13,8	13	0,939
SARACAY 13.8	13,8	12,6	0,913
PORTOV TR1 13.8 16/20	13,8	12,2	0,885

PORTOV TR2 13.8 5/6.25	13,8	12,3	0,89
GOLDEN1 TR2 4.16 5	4,16	3,7	0,897
GOLDEN2 TR3 13.8 3/3.75	13,8	12,4	0,896
GOLDEN2 TR1 4.16 5/6.25	4,16	3,5	0,847
PORT JUBO1 22	22	21,5	0,979
POROT JUBO2 22	22	21,5	0,979
POROT 13.2	13,2	13,1	0,994

Nota: En total existen 8 barras de 69 KV, 8 barras de 13.8 KV y 2 de 4.16 KV fuera del rango permitido.

En la Figura 2.8 se muestra en diagrama unifilar la barra de 69 kV con las 6 posiciones ya mencionadas y con sus respectivos relés en cada una de las protecciones en la subestación Machala (TRANSELECTRIC) debido a que cuenta con un sistema de protección radial. Para cada una de las salidas a 69 kV cuenta con una protección de línea.

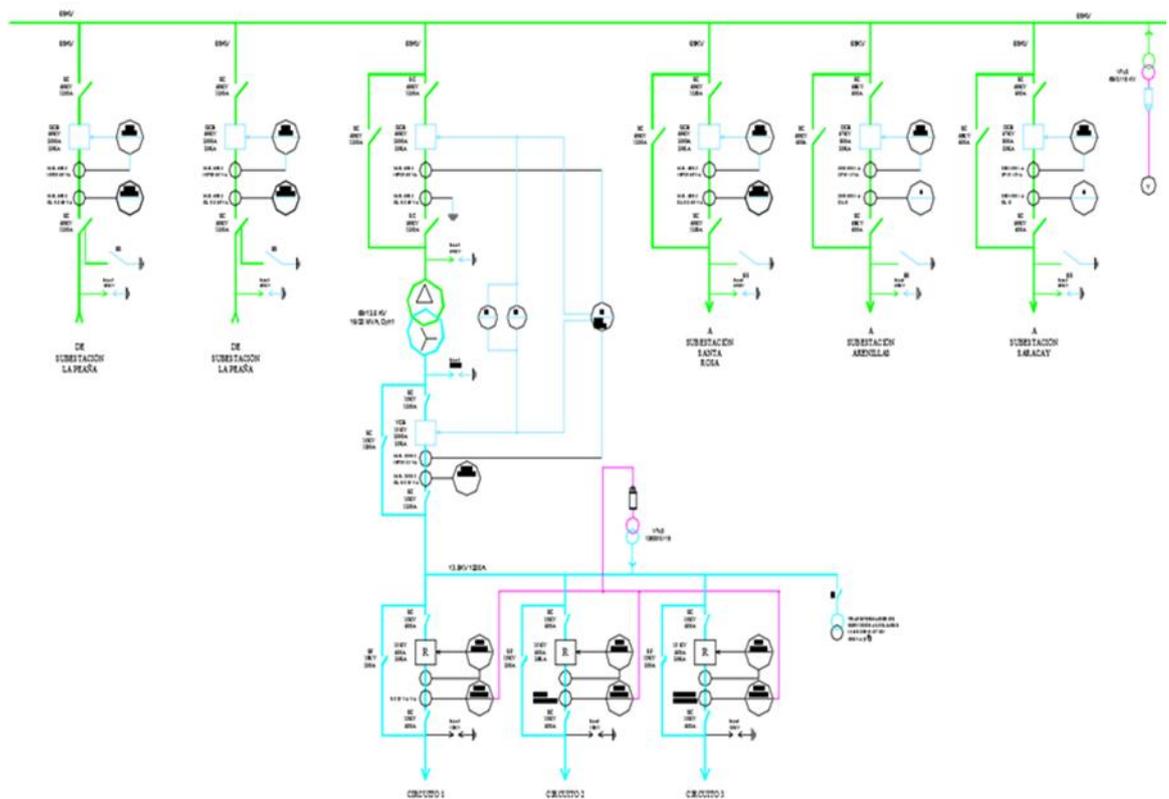


Figura 2. 8. Diagrama de protecciones en la barra de 69 kV.

Fuente: autor

2.4 Tensiones Eléctricas Normalizadas

Las diferentes tensiones normalizadas que se utilizan en la práctica se clasifican según sus valores, en bajas, medias y altas, los cuales se detallan a continuación:

- Baja tensión (B.T): Tensión eléctrica desde 100 V hasta 1 000 V.
- Media tensión (M.T): Tensión eléctrica mayor de 1 000 V hasta 34.5 kV.
- Alta tensión (A.T): Tensión eléctrica mayor de 34.5 kV hasta 230 kV.
- Extra alta tensión (E.A.T): Tensión eléctrica mayor que 230 kV hasta 400 kV.

La denominación de media tensión es usada por las compañías eléctricas para referirse a sus tensiones de distribución. La baja tensión eléctrica es aquella que distribuya o genere energía eléctrica para consumo propio. En corriente continua la baja tensión se considera igual o inferior de 1500 V.

2.4.1 Transformadores de Potencia

El dispositivo eléctrico principal de una subestación es el transformador de potencia, debido a la función que representa cambiar la magnitud de las tensiones eléctricas. Por definición es considerado como una maquina estática o dispositivo eléctrico que por inducción electromagnética transfiere energía eléctrica de uno o más circuitos, a uno o más circuitos de la misma frecuencia y transformando los valores de tensión y corriente.

2.4.1.1 Conexiones principales del transformador

Para el diseño y selección de un transformador es necesario conocer las ventajas y desventajas de cada una de las conexiones más utilizadas. Por lo general los devanados de mayor tensión se conectan en estrella con el objetivo de reducir el aislamiento interno del transformador a la tensión $V/\sqrt{3}$ para el devanado de menor tensión se puede adoptar indistintamente la conexión estrella o delta.

2.4.2 Tipos de Transformadores

Los transformadores de potencia pueden ser autotransformadores o transformadores convencionales de dos o tres devanados, sumergidos en

líquido aislante (aceite refrigerante) o encapsulados en un aislamiento sólido (transformadores secos).

2.4.2.1 Autotransformador

La selección entre transformadores convencionales o autotransformadores, esta en función de los factores de costos y aplicación. Se utilizan los autotransformadores cuando la relación de transformación es menor de dos, esta característica de diseño radica en un bajo costo, siempre y cuando la relación de transformación no exceda a 3/1. En este tipo de transformador los dos devanados están interconectados eléctricamente.

Los autotransformadores se construyen con un solo enrollamiento por fase, de manera que una parte de este, es común para el primario y el secundario, por lo tanto el devanado de baja tensión también debe soportar las sobretensiones que recibe el devanado de alta tensión. Las conexiones en el primario y el secundario deben ser siempre iguales o sea estrella-estrella o delta-delta.

Un menor tamaño, menor peso, menor regulación, corrientes de excitación más bajas y menores pérdidas, son ventajas de los autotransformadores; sin embargo la impedancia entre primario y secundario es menor que en un transformador, por lo que se presenta una posibilidad mayor de fallas.

2.4.2.2 Transformadores Secos

Son aquellos en que el circuito magnético y los arrollamientos, no están sumergidos en un líquido aislante. Los devanados están impregnados y encapsulados en un aislamiento sólido (resina epóxica). Debido al material aislante la tensión más elevada debe ser menor a 36 kV. Estos transformadores pueden ser monofásicos o trifásicos y pueden tener refrigeración forzada. Como consecuencia del encapsulado, que rodea a los conductores además de unirlos fuertemente entre sí, la resistencia a los esfuerzos electrodinámicos generados en un cortocircuito es muy alta.

2.4.3 Dispositivos de Maniobra

Los dispositivos eléctricos de maniobra en una subestación de potencia, se definen a partir del término "aparato eléctrica". Estos dispositivos tienen

por objetivo, realizar la conexión o interrumpir (desconexión) la corriente eléctrica en uno o varios circuitos de alta tensión, bajo las condiciones previstas de servicio, sin daños para el dispositivo de maniobra y sin perturbar el funcionamiento de la instalación eléctrica o sistema eléctrico.

Los dispositivos utilizados para la protección (corte automático) y conexión-desconexión (maniobra corte controlado) de las instalaciones eléctricas de potencia, están destinados a realizar un servicio continuo en condiciones normales, permitiendo la maniobra tanto para el aislamiento de circuitos donde se desea realizar trabajos de mantenimiento como para la conexión de circuitos alternativos, así como proteger las instalaciones y personas en casos de accidentes eléctricos.

El funcionamiento normal de una subestación o una línea eléctrica se puede ver perturbado por diferentes causas (defectos de aislamiento, descargas atmosféricas, maniobras indebidas, sobrecargas eléctricas), así como por defectos como cortocircuitos, sobrecargas de corriente y sobretensiones. Por lo cual es necesario un conjunto de dispositivos de maniobra y protección para poner en condiciones normales la instalación eléctrica en cuestión.

Existen dos tipos de maniobra, en vacío y en carga; cuando en el dispositivo circula una corriente eléctrica considerable la cual provoca un arco eléctrico, la maniobra es en carga. Mientras que la maniobra en vacío es cuando no circula corriente en el dispositivo eléctrico (o la tensión entre contactos sea despreciable). Estos dispositivos de maniobra y protección son:

- Interruptor de potencia (maniobras con carga).
- Seccionador (maniobras en vacío).
- Fusible (protección de cortocircuitos).

2.4.3.1 Interruptor de potencia

Un interruptor es un dispositivo cuya función es interrumpir (desconexión) y restablecer (conexión) la continuidad de corriente eléctrica en un circuito eléctrico, tanto a corrientes nominales de operación y corrientes superiores, así como interrumpir corrientes de falla o de cortocircuito; inserta o retira cualquier circuito energizado tal como líneas aéreas o cables de potencia. El interruptor es también llamado un disyuntor de potencia.

En condiciones de operación, cuando el interruptor pasa a la posición “abierto”, el circuito debe pasar de una impedancia prácticamente nula a una impedancia de valor infinito. Es decir, pasa de ser conductor a convertirse en aislante; el menor gasto de energía en corriente alterna se produce en las proximidades del paso por cero de la corriente. En la práctica no hay dispositivo que sea lo suficientemente rápido para lograr esto.

Por todo ello, el problema principal es extinguir un arco eléctrico formado al separarse ambos contactos energizados, es decir bajo flujo de corriente el interruptor cortará la corriente disminuyendo los efectos del arco con el mínimo consumo de energía. Las formas de eliminar el arco eléctrico, debido al agente extintor del mismo, se clasifican de la siguiente manera:

- Técnica de ruptura en aire (interruptores de potencia neumáticos).
- Técnica de ruptura en aceite (interruptores de pequeño volumen de aceite).
- Técnica de ruptura en hexafluoruro de azufre (SF₆).
- Técnica de ruptura en vacío.

En este caso sólo se explican brevemente dos técnicas de extinción, las cuales son utilizadas en los interruptores de potencia empleados en la subestación móvil. Estas técnicas son: ruptura en SF₆ y ruptura en vacío.

2.4.3.2 Cámara de extinción de arco

Es la parte primordial de cualquier interruptor eléctrico de potencia, en donde, al abrir los contactos, la energía que fluye por el circuito se transforma en calor. La cámara de extinción, debe ser capaz de disipar la energía producida por el arco eléctrico al momento de la apertura; así como ser capaz de restablecer rápidamente su rigidez dieléctrica en el medio comprendido entre los contactos, una vez que se ha extinguido el arco eléctrico.

Las cámaras de extinción de arco, según su diseño y por su ubicación, dan nombre a los interruptores de tanque vivo y tanque muerto. En los interruptores de tanque vivo, las cámaras se encuentran soportadas en columnas aislantes, en donde las partes metálicas y de porcelana que contienen el mecanismo de interrupción, están al potencial de la línea, por lo

tanto el tanque no se encuentra aterrizado quedando separado del potencial de tierra.

En los interruptores de tanque muerto las cámaras de extinción, se encuentran autoretenidas en un recipiente que se encuentra aterrizado, por lo tanto el tanque del interruptor y todos sus accesorios se mantienen al potencial de tierra, mientras las conexiones a la carga se hacen por medio de boquillas aislantes convencionales.

2.4.3.3 Mecanismo de Accionamiento

El mecanismo de accionamiento de un interruptor es el conjunto de elementos electromecánicos que permiten almacenar y disponer energía, útil para transmitir movimiento (energía dinámica) al conductor móvil del interruptor, el cual abre o cierra sus contactos, logrando posiciones finales. A continuación se mencionan los mecanismos actuales conocidos, por su tipo de mecanismo:

- Mecanismo de resorte.
- Mecanismo neumático.
- Mecanismo hidráulico.
- Combinación entre ellos.

En este caso sólo se explicara brevemente el mecanismo de resorte debido a que es el mecanismo de accionamiento, utilizado en el interruptor de potencia en SF6, de la subestación móvil.

2.4.3.4 Mecanismo de Resorte

Este mecanismo de energía almacenada utiliza resortes que son cargados o tensados por un motor eléctrico. Normalmente los resortes para cierre son cargados por el motor y estos al ser liberados y efectuar la operación de cierre, transmiten la energía a los contactos del interruptor y al mismo tiempo, son cargados los resortes para el disparo.

Al finalizar la operación de apertura, el resorte de cierre es cargado mecánicamente en forma automática por el motor. El motor eléctrico tensa los resortes a través de un sistema de transmisión. Cuando el resorte esta tenso (energía almacenada) y baja la señal de control adecuada, la energía es

liberada desplazando una serie de palancas que accionan la apertura de los contactos. Simultáneamente a la apertura, un resorte es comprimido, este al ser liberado, transmite movimiento de cierre a los contactos.

2.4.4 Interruptores de Ruptura en SF6

Estos interruptores tienen una parte activa, constituida por una cámara de extinción rellena de un gas llamado hexafluoruro de azufre (SF6). La cámara de extinción contiene los contactos fijos y el mecanismo de operación que soporta los contactos móviles. La parte pasiva protege eléctrica y mecánicamente al interruptor de potencia. Vease la figura 2.9



Figura 2. 9 Interruptores de ruptura SF6

Fuente: (Eléctrica Aplicada, 2021)

El interruptor de potencia en SF6 es junto con el transformador, el dispositivo más importante de una subestación. Su comportamiento determina el nivel de confiabilidad que se puede tener en un sistema eléctrico de potencia.

Los interruptores de potencia en SF6 deben ser capaces de interrumpir corrientes eléctricas de intensidades y factores de potencia diferentes, pasando desde las corrientes capacitivas de varios cientos de amperes a las inductivas de varias decenas de kilo amperes.

Estos interruptores son de polos separados (cada fase en un tanque). Las principales averías en estos interruptores son las fugas de gas. En un interruptor bien instalado las pérdidas deben ser inferiores al 2% anual del volumen total de gas encerrado en el interruptor.

2.4.4.1 Propiedades del Gas Hexafluoruro de Azufre (SF6)

Es un gas estable, químicamente inerte ya que no es reactivo, alcanza unas tres veces la rigidez dieléctrica del aire, a la misma presión. Tiene propiedades dieléctricas superiores a otro tipo de fluidos dieléctricos utilizados en la extinción del arco eléctrico. El SF6 no existe en estado natural, por lo cual se deberá obtener mediante síntesis, producido por reacción directa a 300 °C, de azufre fundido y flúor gaseoso.

En estado puro no es tóxico, no es inflamable, no es corrosivo, no condensable a bajas temperaturas, es inodoro, incoloro e insípido, es 5 veces más pesado que el aire (163 litros de gas por kg). Suministrado como gas licuado a su presión de vapor. En estado gaseoso, su densidad o peso específico a 20 °C y 1 atm es de 6.16 g/l. Su peso molecular es de 146.06.

Debido a la electronegatividad que tiene la estructura molecular del SF6, tiene la propiedad de capturar electrones libres conductores, ocasionando la rápida extinción del arco, además su alta conductividad térmica, permite un enfriamiento y desionización rápida del arco, formando iones negativos, que permite una recuperación rápida de la resistencia dieléctrica del canal del arco inmediatamente después de la extinción del arco.

Por su baja temperatura de ionización, el tiempo de extinción del arco eléctrico es 100 veces menor que si se usa el aire. Permite enfriar el arco eléctrico, aumentando su rápida regeneración del gas por sí solo en su original rigidez dieléctrica, después de la extinción del arco. Algunas pruebas del gas SF6 en servicio son: punto de rocío, contenido de oxígeno y acidez.

2.4.5 Interruptores de Ruptura en Vacío

Los contactos están dentro de botellas especiales o cámaras de extinción en las que se encuentran en las proximidades de un vacío absoluto. El contacto fijo está sellado con la cámara de vacío y por el otro lado entra el contacto móvil, que también está sellado al otro extremo de la cámara y que en lugar de deslizarse, se mueve junto con la contracción de un fuelle de material que es una aleación de latón.

La alta capacidad dieléctrica del vacío permite una distancia entre los contactos de 6 a 25 mm en posición abierto, esta ventaja inherente de mover

un contacto ligero a solo una distancia muy pequeña en un medio dieléctrico casi perfecto. Los contactos son comúnmente de cobre y cromo.

Los contactos tienen ranuras diagonales en su estructura que hacen que el arco eléctrico gire alrededor de los contactos y no se concentre en un solo punto, mientras el campo magnético y el arreglo de los contactos, controlan y arrojan el arco hacia la parte externa de los contactos. Esto evita el excesivo calentamiento y desgaste de los contactos ya que al abrir se generan vapores metálicos.

Esto produce una interrupción segura y rápida de las corrientes de carga o de falla. Sin embargo en estos interruptores no se puede hacer ningún mantenimiento en la cámara de arqueo ya que esta sellada al alto vacío y posee una duración muy larga de los contactos en cuanto al número de operaciones permitidas. Por lo que al perderse el vacío o cumplir con el número de operaciones se tendrá que sustituir dicha cámara por una nueva.

Debido a la rapidez de ruptura, pueden aparecer elevadas sobretensiones entre los contactos y ligera emisión de rayos X. Aunque la aplicación de estos interruptores se limita a tensiones inferiores a 50kV, tienen ciertas ventajas las cuales se mencionan a continuación:

- Rápida extinción del arco eléctrico (15 milisegundos).
- Produce poco ruido durante la operación.
- Elevada rigidez dieléctrica (en el orden de 199 kV/cm)
- Menor energía de maniobra debido al corto recorrido de los contactos móviles.
- El tiempo de vida de los contactos es importante e elimina o reduce el riesgo de las explosiones que se producen por presencia de gases o líquidos.
- Idóneo para realizar conexiones rápidas y repetidas.

2.4.6 Seccionadores

Los seccionadores o cuchillas son dispositivos que sirven para conectar y desconectar diversas partes de una instalación eléctrica, para efectuar maniobras de operación o bien para darles mantenimiento. Las cuchillas pueden abrir circuitos bajo la tensión nominal, pero nunca cuando esté

fluyendo corriente a través de ellas, es decir son dispositivos para maniobras sin carga.

La función primordial de las cuchillas, es la de servir como un seccionamiento físico, aislando circuitos eléctricos de forma visual; en una subestación eléctrica de potencia existen seccionadores de operación unipolar y de operación en grupo o tripolar.

Los seccionadores deben ser capaces de soportar sobreintensidades y corrientes de cortocircuito durante un tiempo especificado. Asegurando que los tramos de circuito aislados se hallen libres de tensión. Las cuchillas deben de ser operadas por personal capacitado (operarios) y con el equipo de protección obligatorio, como guantes dieléctricos, lentes de seguridad, casco y botas dieléctricas.

2.4.6.1 Construcción de los Seccionadores

Los seccionadores utilizados en subestaciones eléctricas de potencia tienen variadas formas constructivas, los cuales se clasifican, según su modo de accionamiento:

- Seccionadores de cuchillas giratorias.
- Seccionadores de cuchillas deslizantes.
- Seccionadores de columnas giratorias.
- Seccionadores de pantógrafo.
- Seccionadores semipantógrafos o tipo rodilla.

Sea cual fuera el tipo (de apertura horizontal o vertical y con movimiento giratorio central o lateral, pantográfico o semipantográfico) deberán permitir la observación clara y precisa de la distancia de aislamiento en aire. El tipo de apertura deberá elegirse teniendo en cuenta las distancias eléctricas adoptadas para el proyecto. Los de apertura lateral, por ejemplo, requieren mayores distancias entre ejes de fases que los de otro tipo.

Los seccionadores trifásicos utilizadas en la subestación eléctrica móvil en cuestión pueden ser de apertura y cierre vertical (Tipo A), apertura y cierre doble horizontal (Tipo B), tal como muestra en la figura 2.10

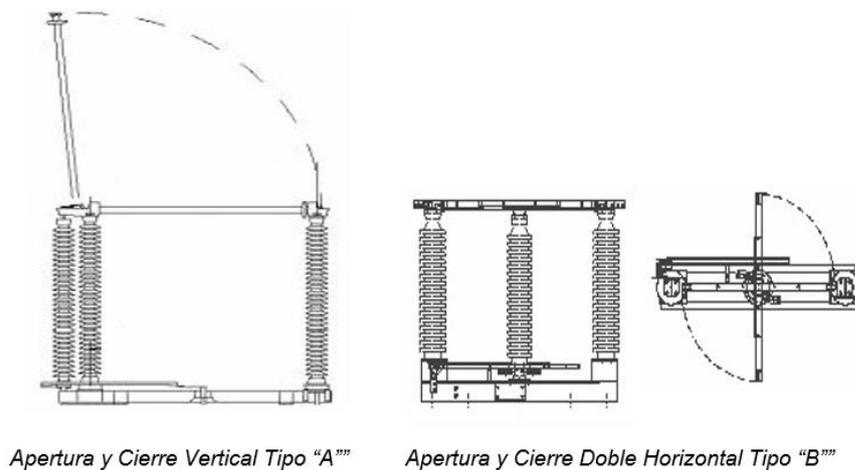


Figura 2. 10 Seccionadores Trifásicos.

Fuente. El autor

Para efectuar la apertura o cierre de los contactos, el seccionador necesita de una serie de dispositivos que permitan la maniobra. Estos dispositivos se conocen con el nombre de mando del seccionador. Los tipos de mandos más utilizados en las subestaciones eléctricas son los siguientes:

- Mando por pértiga
- Mando mecánico a distancia
- Mando por servomotor

Los seccionadores tienen mando motorizado para operación individual por polo de las cuchillas principales, según el nivel de tensión, por ejemplo, los seccionadores de 132 kV pueden tener un accionamiento único para las tres fases acopladas mecánicamente.

2.4.6.2 Seccionadores de Puesta a Tierra

Antes de iniciar con el trabajo de las instalaciones de alta tensión, de la subestación o instalación, se debe poner a tierra y cortocircuitar a continuación. Para ello se emplean los seccionadores de puesta a tierra, que están generalmente montados a los seccionadores de potencia con la misma capacidad de cortocircuito que los contactos de los seccionadores.

Un enclavamiento mecánico impide la conexión del seccionador de puesta a tierra, mientras está conectado el seccionador de potencia correspondiente. El accionamiento de la cuchilla de puesta a tierra podrá ser motorizado o manual.

Aunque los seccionadores han de maniobrarse normalmente sin carga, en determinadas circunstancias pueden operar con pequeñas cargas, es decir en bajas potencias; con carga cuando exista un paralelo con otro circuito eléctrico y que las cuchillas sean para operar en grupo. Cuando se trata de corrientes magnetizantes, como la corriente de vacío de los transformadores, y que tienen un carácter claramente inductivo. La potencia máxima que puede cortar los seccionadores es de 50 kVA.

2.4.6.3 Fusibles Cortacircuitos

Los fusibles son dispositivos de protección destinados a desconectar circuitos, en caso de que el fusible sea atravesado por una sobreintensidad provocada por sobrecargas o cortocircuitos. Además de limitar la corriente de cortocircuito, el fusible protege los equipos e instalaciones (transformadores, salidas de cables de potencia etc.) de las consecuencias dinámicas (mecánicas) y térmicas de las corrientes de cortocircuito al desconectar dichas corrientes.

Los fusibles se dividen en fusibles de potencia y fusibles de bajo voltaje. El fusible de potencia es de 600 Volts hasta 30 kV, por tanto, su uso es media tensión (M.T.), en donde se encuentra dos tipos de fusibles, según la forma de eliminar el arco de energía que se produce, estos son:

- Fusibles de alto poder de ruptura (A.P.R.), llamados también ruptura rápida.
- Fusibles cortacircuitos de expulsión.

Se emplean en aquellas partes de una instalación eléctrica en que los relevadores y los interruptores no se justifican económicamente.

Los “fusibles de ruptura rápida” actúan rápidamente ante un cortocircuito, impidiendo que el valor de corriente de falla llegue al nivel de cresta que produciría un daño al circuito en protección, por lo tanto, son limitadores de corriente.

Los “fusibles de expulsión”, están constituidos por un tubo protector, en cuyo interior está dispuesto el elemento fusible, y unido a él la trencilla de conexión. En el momento de producirse el arco, la generación consiguiente de gases

provoca la expulsión de la trencilla, con el posterior alargamiento y soplado del arco, que provoca su extinción.

2.4.7 Transformadores de Medida

Los aparatos de medida y los relevadores de protección, utilizados en las instalaciones eléctricas, no se construyen para soportar altas tensiones ni elevadas corrientes. Además, estos aparatos deben estar aislados de las altas tensiones para prevenir accidentes fatales en el personal de servicio. Por estas razones los aparatos de protección y medición se conectan a las instalaciones o circuitos de las subestaciones a través de los transformadores de medida que alimentan dichos aparatos.

Tanto las mediciones como las condiciones que provocan el accionamiento de los dispositivos de protección (relevadores de protección) están referidas a la apreciación de corrientes y, de tensiones, por lo que los transformadores de medida se dividen en dos tipos o clases:

- Transformadores de corriente o intensidad (TC's).
- Transformadores de potencial o tensión (TP's).

2.4.8 Transformadores de Corriente (TC's)

Los transformadores de corriente son dispositivos electromagnéticos que tienen la función de reducir a escala la corriente que circula en el primario, por una corriente menor que se mide en el secundario (generalmente de máximo 5 amperes). Está constituido por un primario cuyo devanado tiene un número de espiras muy reducido y se conecta en serie con la línea; y un secundario cuyo devanado está constituido por numerosas espiras y se conecta al correspondiente circuito de uso, para alimentar a los relevadores de protección.

2.4.8.1 Conexión de los Transformadores de Corriente (TC's)

El primario del transformador se conecta en serie con el circuito o línea por controlar y el secundario se conecta en serie con las bobinas de corriente de los aparatos de protección y medición que se requieren energizar, cumpliendo la función de aislar los instrumentos conectados a los circuitos de alta tensión,

así como suministrar la corriente secundaria de valor normalizado (ver figura 2.11).

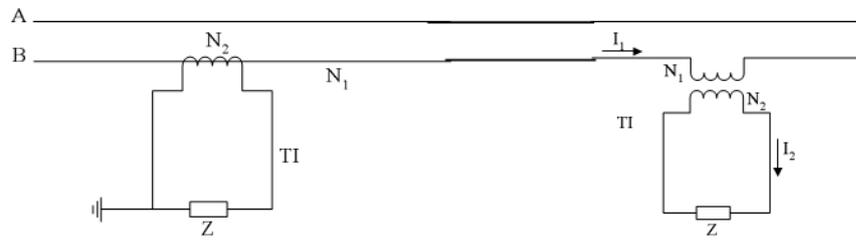


Figura 2. 11 Transformador de Intensidad (TC).

Fuente. El autor

En condiciones normales de operación la corriente del secundario es practicante proporcional a la corriente que circula en el primario, aunque ligeramente desfasada. Pueden ser uno o varios secundarios embobinados a su vez sobre uno o varios circuitos magnéticos. La corriente de carga depende del consumo primario y no del secundario. A mismo tiempo, la corriente secundaria es prácticamente independiente de los aparatos que constituyen la carga secundaria y está en relación constante inversa del número de espiras, con la corriente que circula por el devanado primario, a la cual tiende a neutralizar magnéticamente.

Al alterar la impedancia del circuito secundario, varía la tensión entre los bornes de salida del transformador y proporcionalmente (en relación con el número de espiras), también la caída de tensión entre los bornes del primario. Por lo tanto, la relación fundamental de un transformador de intensidad es:

$$I_2 = N_1 = M \rightarrow Constante \therefore N_1 I_1 = N_2 I_2$$

$$I_1 N_2$$

2.4.9 Transformadores de Potencial (TP's)

Los transformadores de potencia se utiliza para disminuir a escala las altas tensiones en el primario, por una tensión menor que se mide en el secundario de los sistemas eléctricos, con fines de medida o para alimentar bobinas de voltaje (relevadores de protección) a tensiones más bajas. La tensión nominal secundaria normalizada puede ser de 69, 105, 115, 120V y 208V.

2.4.9.1 Conexión de Transformadores de Potencial (TP's)

El transformador de potencial se conecta en paralelo (entre dos fases o entre fase y neutro), con el circuito por controlar y el secundario se conecta en paralelo con las bobinas de tensión de los aparatos de medición y protección. Véase la figura 2.12.

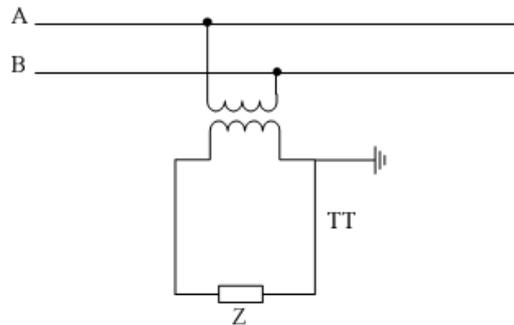


Figura 2. 12 Transformador de Potencial (TP).

Fuente. El autor

Uno de los bornes o terminales del secundario se conecta a tierra para prevenir el riesgo de contacto accidental entre la alta tensión del primario con la baja tensión del secundario.

Debe de existir proporcionalidad de la tensión del secundario respecto a la tensión del primario, para todo el campo de medida. Para esto es preciso que las caídas de tensión por resistencia en el primario y secundario sean despreciables. La relación de transformación de un transformador de tensión es:

$$V_1 = N_1 = \text{Constante} = K \therefore V_1 N_2 = V_2 I_1$$

$$V_2 N_2$$

Contrario al TC, en el TP, no se debe cortocircuitar nunca el secundario, ya que, las corrientes de cortocircuito en ambos devanados serían muy superiores a las corrientes nominales, provocando el sobrecalentamiento de éstos. La diferencia de los TC's con los TP's es que en los TP's, no se presentan las dificultades de sobre tensión en caso de cortocircuito. Los TP's se construyen para soportar hasta un 20% sobre su valor nominal.

2.4.10 Barras Colectoras

Las barras colectoras son el conjunto de conductores eléctricos que se utilizan para conducir la corriente eléctrica de un equipo o circuito a otro, interconectando los diferentes circuitos o nodos de una subestación, tales como líneas de transmisión, transformadores de potencia, etc.

Las barras se encuentran sostenidas por aisladores, los cuales además de aislar el potencial de tierra, también soportan mecánicamente las barras. Las mismas se clasifican como:

- Cables; más económicos, pero mayores pérdidas por efecto corona.
- Tubo; maneja gran cantidad de corriente, se reduce el número de aisladores.
- Solera; maneja gran cantidad de corriente y pueden ser de aluminio generalmente o cobre.

2.4.11 Apartarrayos

Son dispositivos eléctricos destinados para absorber y/o limitar la amplitud de las sobretensiones transitorias y están constituidos principalmente por elementos que solo conducen la electricidad en altas frecuencias (véase la figura 2.13). En caso de no tener un apartarrayos en una instalación eléctrica, la sobretensión se descargaría sobre aisladores y perforarían el aislamiento de los equipos de potencia, ocasionando daños e interrupciones en el sistema.

Las sobretensiones pueden ser originadas por una descarga atmosférica en forma de rayo, hacia las líneas de transmisión y subestaciones a la intemperie; aunque también puede ocurrir una sobretensión por maniobras de interruptores o desequilibrio de sistemas provocado por fallas a tierra, pérdidas súbitas de carga, influencia mutua en caso de falla por corto circuito entre líneas paralelas del sistema.

Para su correcto funcionamiento, los apartarrayos se conectan entre la línea y tierra, y se han de elegir con sus características, tales que sean capaces de actuar antes de que el valor de la sobretensión alcance los valores de tensión de aislamiento de los elementos a proteger (lo que se conoce como

coordinación de aislamiento), pero nunca para los valores de tensión nominal. Un dispositivo de protección efectivo debe tener tres características principales:

- Comportarse como un aislador mientras no exista sobretensión.
- Convertirse en conductor al suceder una sobretensión.
- Conducir a tierra la onda de corriente producida por la onda de sobretensión.

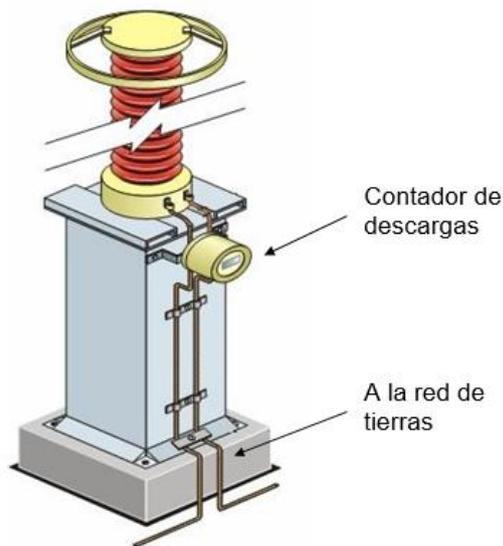


Figura 2. 13 Apartarrayos con contador de descargas

Fuente. El autor

2.4.12 Apartarrayos de explosores y carburo de silicio

Estos dispositivos son también llamados apartarrayos autovalvulares, su funcionamiento se basa en la descarga de la sobretensión sobre unas válvulas o resistencias variables (no lineales) de carburo de silicio, conectadas en serie con explosores metálicos aislados entre sí por separadores cerámicos.

Los explosores son dispositivos que tienen uno o más electrodos en los que se inicia una descarga eléctrica de cebado, están conectados directamente a la línea; cuando ocurre una sobretensión que sobrepasa el nivel de tensión nominal, el explosor se ceba permitiendo el paso de corriente a través de las resistencias no lineales, limitando el paso de la corriente y mandándola a tierra a través de una conexión eyectable que se acciona en caso de descargas prolongadas inhabilitando la conexión a tierra. El explosor disminuye la tensión aplicada a las resistencias.

2.4.13 Apartarrayos de óxidos metálicos

Estos apartarrayos tienen resistencias no lineales de óxido metálico, con un coeficiente de no linealidad más elevado, permitiendo una conducción de corriente de fuga despreciable. Cuando ocurre una sobretensión, las resistencias absorben perfectamente las corrientes de descarga, evitando el uso de explosores.

Sin embargo, cuando la corriente de descarga disminuye hasta los valores de corriente subsiguiente las resistencias de óxidos metálicos aumentan su valor, volviendo a conducir a tierra unos pocos miliamperes; por tanto, la sobretensión se ha extinguido. Este tipo de apartarrayos son empleados en la subestación móvil.

2.4.14 Sistemas de protección eléctrica (sistema de tierra)

Un sistema de tierra de una subestación es un conjunto de conductores eléctricos formando mallas entrelazadas, enterradas a una profundidad mínima de 0.5 metros en conjunto con varillas de cobre-acero de 3 metros de longitud.

La red de tierras es una de las principales herramientas para la protección contra sobre tensiones de origen atmosférico o por alguna maniobra, a ella se conectan los neutros de los aparatos, las bayonetas, los hilos de guarda, las estructuras metálicas, los tanques y todas aquellas partes metálicas que deben estar a potencial de tierra (ver figura 2.14).

El sistema proporciona un camino de muy baja impedancia para la circulación de las corrientes de tierra, ya sean debidas a una falla de aislamiento o a la operación de apartarrayos. Este sistema de protección evita que, durante la circulación de las corrientes de tierra, puedan producirse diferencias de potencial entre distintos puntos de la subestación, que pueden ser peligrosos para el personal. Por lo tanto, para dar mayor confiabilidad al servicio eléctrico de la subestación el sistema de tierras debe cumplir con los siguientes puntos.

- Disipar la corriente asociada a las descargas atmosféricas, limitando las sobre tensiones generadas.
- Contar con un medio seguro que aterrice los equipos eléctricos cuando estén en mantenimiento.

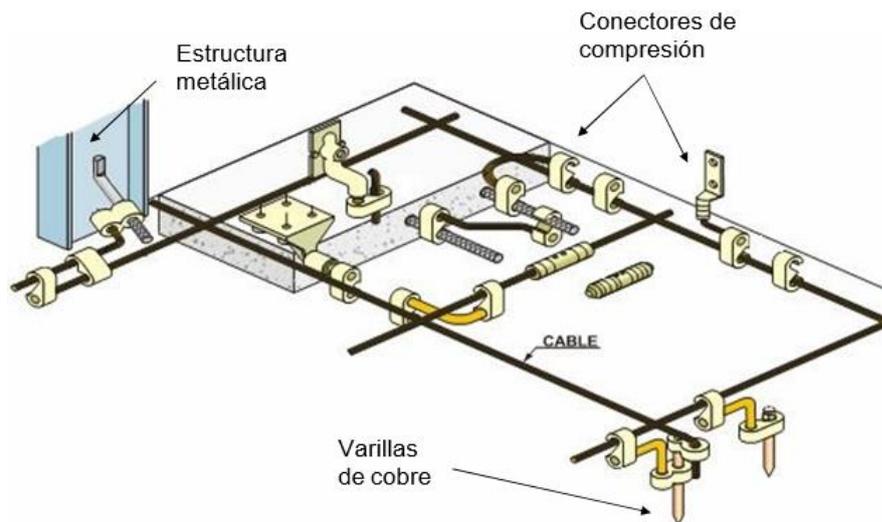


Figura 2. 14 Interconexión de conductores de la red de tierras.

Fuente. El autor

2.4.14.1 Banco de Tierra (reactor de neutro artificial)

Consiste en un transformador cuya función principal es conectar a tierra el neutro de un sistema y proporcionar un circuito de retorno a la corriente de cortocircuito de fase a tierra. Estos reactores generan un neutro que está conectado a tierra por medio de un transformador de corriente de protección.

Los bancos de tierra se emplean en sistemas no aterrizados, estos bancos son necesarios para tener una referencia a tierra. En un sistema de potencia con neutro flotante, como es el caso de un circuito alimentado desde la delta de un transformador, ocurre un cortocircuito de fase a tierra, no hay camino de regreso para la corriente de cortocircuito. Para evitar lo mencionado se debe considerar un camino extra para la corriente de regreso de tierra.

Estos bancos de tierra son empleados en subestaciones de subtransmisión (230/85 kV), con transformadores trifásicos, conexión estrella-delta.

2.4.15 Sistemas de protección, control y medición (PCyM)

Un sistema de protección eléctrica tiene como función principal detectar cuando sucede un cortocircuito y aislar rápidamente del sistema de potencia al elemento en cual ocurrió la falla, para disminuir el daño en el mismo equipo y las interrupciones del servicio. Las protecciones y equipos asociados deben

proporcionar información acerca de la localización y del tipo de falla que se produce, así como enviar señales de monitoreo hacia un centro de control.

Los dispositivos de protección eléctrica se encuentran en el llamado salón de tableros, el cual es un cuarto o caseta donde se alojan los tableros de Control, Protección y Medición (CPM) o también conocidos como los sistemas PCyM en una subestación eléctrica de potencia.

En los tableros se encuentran instalados los esquemas de PCyM, los cuales como su nombre lo indica, tienen la función de controlar, proteger y obtener mediciones de cada equipo instalado en la subestación. Un sistema de protección está formado por el siguiente equipo:

- Transductores (Transformadores de instrumento)
- Sensores (Relevadores de protección)
- Baterías.
- Dispositivo de protección (Interruptor)

2.4.15.1 Transductores

En la protección de sistemas de potencia a los transductores se les conoce como transformadores de instrumento; un transductor es un dispositivo que en la entrada es una variable cualquiera de un sistema y que produce una salida directamente proporcional al valor de la entrada.

2.4.15.2 Sensores

Los sensores o relevadores detectan un cambio de estado. Un relevador es un dispositivo que es energizado por una señal de tensión, corriente o ambas, a través de los transformadores de instrumento. Cuando la señal excede un valor predeterminado el relevador opera mandando una señal para la desconexión de la parte del sistema donde ocurrió la condición anormal.

2.4.15.3 Baterías

Las baterías proporcionan la alimentación al circuito de disparo, enviando a través de los contactos de los relevadores la señal de disparo a la bobina de los interruptores. La alimentación al circuito de disparo se prefiere de corriente directa en vez de corriente alterna debido a que esta alimentación puede no

ser de la adecuada magnitud durante un cortocircuito, con lo cual fallaría el disparo.

2.4.15.4 Dispositivo de protección (Interruptor)

El interruptor es el equipo que recibe la señal de disparo de los relevadores de protección, para desenergizar al elemento que está en cortocircuito, de tal manera que, al quedar este elemento aislado, el resto del sistema puede continuar en operación normal. Los interruptores deben tener la capacidad suficiente para que puedan conducir momentáneamente la máxima corriente de cortocircuito, que circule a través de ellos e interrumpir esta corriente.

2.4.16 Sistemas de protección en subestaciones

Un esquema de protecciones en subestaciones se ha normalizado un sistema de protección primaria y uno de respaldo con esquemas de protección y medición para líneas de transmisión y subtransmisión, bancos de potencia y bancos de tierra, alimentadores en media tensión, barras colectoras y bancos de capacitores en media tensión, enfatizando el esquema de protección por fallas de interruptores.

2.4.16.1 Relevadores electrónicos

Actualmente existen sistemas tradicionales en servicio que utilizan relevadores electromecánicos o estáticos (relevadores unifuncionales). Sin embargo, estos relevadores han sido sustituidos por relevadores de protección con tecnología digital, para una función específica o múltiples tareas (relevadores multifuncionales). Los relevadores digitales para una función específica se pueden combinar en los tableros con relevadores auxiliares, conmutadores, bloques de pruebas, cuadros de alarmas, transductores y medidores, entre otros dispositivos.

Aprovechando al máximo todas las funciones existentes en los relevadores digitales multifuncionales, e integrándolos con procesadores lógicos y procesadores de comunicaciones, es posible tener relevadores microprocesados multifuncionales que incluyen la funcionalidad de un controlador de bahía como base de la solución. Ejecutando múltiples tareas, tales como funciones de protección, control, medición, registro de eventos,

automatización, comunicaciones, etc., que anteriormente debían ser realizados de manera independientemente por diversos dispositivos.

2.4.17 Sistemas de Control

El sistema de control de una subestación es el conjunto de instalaciones en baja tensión necesarias para controlar y operar en forma manual o automática las instalaciones de alta y baja tensión y comprenden lo siguiente:

- a)** Dispositivos de mando para la operación del equipo de alta tensión (apertura y cierre de interruptores y cuchillas desconectadoras motorizadas) y el equipo auxiliar para las maniobras (diagrama mímico e indicadores luminosos de posición).
- b)** Dispositivos de control automáticos tales como re-cierre automático de interruptores, sincronización automática, cambiador automático de derivaciones de transformadores, transferencia automática de potenciales, etcétera.
- c)** Dispositivos de alarma sonoros y luminosos, que permiten indicar al operador el funcionamiento de una protección por relevadores o de alguna condición anormal en la subestación.

Los sistemas de control de las subestaciones se pueden clasificar por su localización, en control local y control remoto. Los sistemas de control local son utilizados para realizar las maniobras en forma manual del equipo de la subestación, desde el tablero de control localizado en el salón de tableros de la propia subestación.

En subestaciones no telecontroladas solo se tiene control local, por lo cual es necesario que permanentemente se encuentre un operador para vigilar el correcto funcionamiento de la subestación y realizar las maniobras que se requieran desde el tablero de control que contiene básicamente conmutadores, elementos de señalización, cuadro de alarmas, diagrama mímico y equipo de medición.

2.4.18 Sistemas de Medición

Los sistemas de medición en una subestación se definen como el conjunto de aparatos de medición conectados en baja tensión a través de los transformadores de instrumento, los cuales indican los parámetros eléctricos de las subestaciones, incluyendo los equipos auxiliares en los servicios de estación.

Existen genéricamente dos tipos de aparatos de medición: los analógicos y los digitales. Los sistemas de medición se clasifican en sistemas con medición local y sistemas con medición remota. El anexo 2 completa esta información.

2.4.19 Sistemas de Comunicaciones (Supervisión y Telecontrol)

Un sistema de comunicación permite el monitoreo, operación, supervisión y control a distancia, a través de los centros de operación y control, así como de los centros de continuidad y conexiones de la empresa paraestatal, hacia las subestaciones e instalaciones eléctricas del sistema eléctrico nacional.

Las subestaciones que son operadas y controladas a distancia desde un centro de operación reciben el nombre de subestaciones telecontroladas, que como su nombre lo dice, la operación de su equipo se realiza de forma remota y solo en casos de emergencia se operan desde el tablero de control local de la subestación. La finalidad del telecontrol es disminuir costos de operación y aumentar la confiabilidad y eficiencia.

El control remoto se realiza mediante los sistemas de telecontrol correspondientes (SICRAD o SCADA). Estos sistemas de telecontrol integran toda la información obtenida de la subestación como funciones de control, medición, señalización y alarmas del equipo de potencia; para poder lograr la integración y conectividad se requiere una Unidad Terminal Remota (UTR), para proporcionar una interfaz humano-máquina local, y un enlace remoto.

Con las condiciones de subestación, la UTR acopla la información para ser transmitida por los medios de comunicación como cable de fibra óptica entre otros. La información transmitida es procesada y presentada en las terminales de operación, las computadoras remotas interpretan las acciones de monitoreo, control, medición y operación de la subestación distante, para así

ejecutar maniobras indicadas por el operador remoto. Esto también permite la coordinación de maniobras en subestaciones próximas desde un centro de control y operación remoto.

2.4.19.1 Unidad Terminal Remota (UTR)

La UTR es un equipo basado en microprocesadores el cual permite concentrar y codificar las señales independientes de los procesos control medición y señalización de la subestación, para convertirlas en información y transmitir las a través de un medio de comunicación a un sitio remoto (centro de control) donde se procese por medio de computadoras.

Los datos e información de la UTR son procesados y codificados bajo un sistema de telecontrol llamado SCADA (Supervisión, Control y Adquisición de Datos), el cual es un concentrador de señales o bien una aplicación de software diseñado para visualizar en computadoras las variables enviadas por la UTR, proporcionando comunicación para controlar los procesos de la subestación.

Asimismo, remotamente el operador puede tener una visión completa del funcionamiento de cada una de las subestaciones del sistema, de forma automática y remota desde una pantalla de computadora. Otro sistema de telecontrol utilizado es el SICRAD (Sistema Integral de Control Remoto y Adquisición de Datos).

Todas las funciones de control, medición, señalización y alarmas del equipo de potencia se hacen llegar al tablero de PCyM, para conectarlas a la UTR que se encuentra montada en el mismo salón de tableros. Las señales del dispositivo UTR son enviadas al concentrador (sistema SCADA), permitiendo la comunicación y la transferencia de datos en tiempo real.

A su vez, el sistema SCADA envía estas señales tanto a la computadora maestra, como a la computadora local de la subestación para realizar las funciones de comando local, para el monitoreo, señalización, registro de eventos, fallas, mediciones de parámetros, alarmas, así como el conteo de operaciones de interruptores.

De igual forma las señales de información que salen de la UTR se envían a un equipo de telecomunicación, que sirve para transmisión de datos, telecontrol y comunicaciones entre subestaciones y centros de control remotos.

Los dispositivos con microprocesadores como la UTR son libres de mantenimiento y eliminan la necesidad de diversos accesorios para monitoreo de señales y control, como los transductores, relevadores auxiliares y conmutadores de control. La alimentación de la UTR es de 125 V.C.C.

2.4.19.2 Equipo de Telecomunicación

Para satisfacer las funciones de control, señalización, medición y voz entre las subestaciones, se emplean los mismos medios de comunicación utilizados en la protección de las líneas de transmisión de media y alta tensión, como son el hilo piloto, onda portadora (OPLAT), banda lateral única (BLU), y fibra óptica, a través de las UTR's instaladas en las subestaciones telecontroladas.

Otros sistemas de comunicación alternos entre subestaciones y centros de control remotos son la telefonía (enlaces por cable), y las microondas. Aunque el sistema de microondas se justifica económicamente cuando son distancias muy grandes, cuando el terreno es adecuado, las necesidades de capacidad son moderadas y las autoridades gubernamentales en telecomunicaciones, permiten usar frecuencias de microondas en redes privadas.

En este caso, a continuación, se detallará brevemente los dos sistemas de comunicación más utilizados en este tipo de subestaciones móviles, los cuales son, onda portadora y fibra óptica.

2.4.19.3 Sistema OPLAT

El sistema Onda Portadora por Línea de Alta Tensión OPLAT es el método más común de comunicaciones entre subestaciones y es utilizada para teleprotección, tele-control, tele-medición, telefonía, voz, comunicación de los datos, etc. Este sistema también es conocido como PLC, por sus siglas en inglés (Power Line Carrier) y hace uso de la misma línea de alta tensión como medio de telecomunicaciones. Este sistema es uno de los más económicos, fiables y versátiles. El OPLAT es un sistema de telecomunicaciones

ampliamente utilizado en líneas de alta tensión de 400, 230, y 115 kV. El equipo opera utilizando una onda portadora que cuando se modula transmite información en un rango de frecuencias de radio entre 30 a 500 kHz. El sistema de onda portadora por línea de alta tensión está conformado por los siguientes equipos:

- Trampas de Onda.
- Condensadores de Acoplamiento.
- Terminal OPLAT.

1. Trampas de Onda

Estos dispositivos se conectan en serie en las líneas de alta tensión. Su impedancia debe ser despreciable a la frecuencia industrial para que no perturbe la transmisión de energía, pero debe ser relativamente alta para cualquier banda de frecuencia utilizada para comunicación por portadora. Por lo tanto, esta bobina de bloqueo impide que las señales de alta frecuencia sean derivadas en direcciones indeseables. El dispositivo de sintonía es montado en el tirante central localizado en el interior de la bobina principal.

2. Condensador de Acoplamiento

Los capacitores de acoplamiento tienen la función de acoplar los sistemas de telecomunicaciones en alta frecuencia a las de alta tensión. Llamado también "Divisor Capacitivo de Tensión", el cual nos permite inyectar la señal de alta frecuencia en la línea de alta tensión, por lo cual su impedancia debe ser mínima a estas frecuencias. Los transformadores de tensión capacitivos (CVT) pueden cumplir las funciones de transformador de tensión y de capacitor de acoplamiento.

Mientras la unidad de acople permite que la impedancia del sistema de potencia (del orden de 500 ohms) se acople a la impedancia del equipo terminal de comunicaciones (del orden de 750 ohms). Igualmente permite disponer de elementos de protección, con el fin de aislar los terminales de comunicaciones de las altas tensiones del sistema de potencia.

3. Terminal OPLAT

Este equipo transceptor efectúa todo el manejo de las señales a transmitir, hasta lograr su ubicación en alta frecuencia y viceversa. Además, comprende los diferentes moduladores, amplificadores, filtros, módulos de supervisión del enlace, entre otros. Este equipo se localiza en el salón de tableros de la subestación.

El cable de alta frecuencia (R.F), sobre líneas de alta tensión permite la conexión de la terminal de comunicaciones y los elementos de acople (ubicados externamente en la subestación). Sus características principales son 75 ohm / 150 ohm, adicionalmente deberá tener buena robustez mecánica para soportar las difíciles condiciones ambientales de operación.

2.4.19.4 Enlaces de Fibra Óptica

La comunicación a través de fibra óptica tiene una gran capacidad de transmisión para los servicios de, tele-protección, telecontrol, tele-medición, telefonía, voz, comunicación de datos, y agregando en algunos casos imagen (video) y telemedia. La diferencia principal con el sistema OPLAT es que no utiliza espectro radioeléctrico, por tanto, el enlace con fibra óptica tiene inmunidad a las interferencias electromagnéticas.

Un sistema de comunicación con fibra óptica tiene capacidad potencial de ancho de banda extremadamente grande (Actualmente hasta un equivalente a 120 000 canales simultáneos de 64 kbps). Alta capacidad de transmisión (más de 28 000 comunicaciones telefónicas simultáneas).

Aprovechando la infraestructura del cable de guarda de las líneas de transmisión aérea, la fibra óptica (F.O.) se integra o se adhiere al mismo, tomando como nombre cable de guarda con fibras ópticas OPGW (Optical Power Ground Wire), el cual puede transportar señales digitales de voz, datos y/o video.

Los cables de guarda OPGW permite el doble uso, la protección contra descargas atmosféricas y como canal de comunicación de alta capacidad de transmisión de información mediante las fibras ópticas. Aprovechando los recursos de la torre de transmisión eléctrica. Las necesidades de

comunicación son satisfechas con un solo cable de fibra óptica, pudiendo usarse como segundo hilo de guardia el de acero convencional (ver figura 2.15).



Figura 2. 15 Cable de Guarda con Fibras Ópticas OPGW

Fuente. (Gancino, 2020)

2.4.15 Aisladores

Un aislador es un elemento de soporte no conductor, que separa o aísla conductores eléctricos, barras y equipos, mediante un aislamiento de piezas de porcelana, baquelita, vidrio templado o polímeros tipo hule silicón.

La selección adecuada para determinado tipo de aislador, depende de varios factores como son: el tipo de barra que se usará, el nivel de aislamiento que se determine para el juego de barras, los esfuerzos a que esté sujeto, condiciones ambientales, etc. Los tres tipos de aisladores más utilizados son: los aisladores soporte, las cadenas de aisladores y los aisladores de tipo especial.

2.4.15.1 Aislador Soporte

El aislador soporte está formado de una sola pieza y actúa como una columna mecánica, tiene los herrajes adecuados para su sujeción rígida por ambos extremos, su forma debe ser cilíndrica. Sirve de soporte y aislamiento de las barras rígidas como los tubos y las soleras de la subestación.

Los aisladores para las barras colectoras, son aquellos elementos que soportan y fijan los conductores a la estructura y además proporcionan el nivel de aislamiento necesario. Son de resina sintética y se pueden dividir en aisladores de apoyo y aisladores de barrera.

Los aisladores de apoyo tienen la función de centrar las barras, soportar los esfuerzos mecánicos y eléctricos (voltaje). Mientras los aisladores de barrera sirven para evitar la propagación de una falla eléctrica.

2.4.15.2 Aislador de Suspensión

Se usan para soportar los cables que se utilizan como barras. La selección del aislador adecuado, se hace de acuerdo con los esfuerzos mecánicos esperados. Se enlaza un aislador con otro formando una cadena hasta obtener el nivel de aislamiento deseado.

Algunos aisladores especiales son del tipo de aislamiento reforzado y se usan en los casos en los cuales las subestaciones están ubicadas en zonas con alto nivel de contaminación (polvo, humos químicos, humedad, etc.). Estos aisladores ofrecen alta resistencia eléctrica, alta resistencia mecánica, estructura muy densa y cero absorción de humedad.

2.4.15.3 Reactor

El reactor es un equipo de compensación, en subestaciones se utilizan principalmente en el neutro de las conexiones estrella de los bancos de transformación, para limitar la corriente de cortocircuito a tierra. En algunas ocasiones se utilizan también en serie con cada una de las tres fases de algún transformador, para limitar la corriente de cortocircuito trifásica.

Los reactores se constituyen de bobinas que se utilizan para limitar la corriente de corto circuito y poder disminuir en esta forma la capacidad interruptiva del interruptor de potencia y por lo tanto su costo. Otra función de los reactores es la corrección del factor de potencia en líneas muy largas, cuando circulan corrientes de cargas muy bajas, en este caso los reactores se conectan en derivación. Los reactores consumen gran potencia reactiva.

Sin embargo, los reactores pueden ser de tipo seco para potencias reactivas pequeñas o del tipo sumergido en aceite para potencias elevadas, en cuyo caso tienen núcleo y necesitan estar encerrados en un tanque de lámina, sus terminales salen a través de boquillas de porcelana. La reactancia individual o impedancia de los reactores se encuentra entre 0.4 – 0.6 ohms.

2.4.16 Banco de Capacitores

La mayoría de cargas y equipos son de naturaleza inductiva y por tanto, operan con factores de potencia atrasados. Cuando el sistema opera con factor de potencia atrasado, éste requiere de potencia reactiva adicional que en caso de enviarse desde las áreas de generación se tiene una reducción en la capacidad del sistema, altas pérdidas y bajos voltajes.

Asimismo, los bancos de capacitores corrigen el factor de potencia, compensando los reactivos inductivos del sistema eléctrico de distribución, esto nos da como consecuencia la mejoría del voltaje en una instalación.

Los bancos de capacitores de potencia en derivación son agrupamientos de unidades montadas sobre bastidores metálicos, que se instalan en un punto de la red de media tensión, (en subestaciones o en alimentadores de distribución) con el objeto de suministrar potencia reactiva, controlar la regulación de tensión, incrementar la capacidad, reducir las pérdidas e incrementar la estabilidad del sistema.

La capacidad de potencia reactiva necesaria se determina del estudio de flujos de potencia y los requerimientos de control de voltaje, o se estima de acuerdo a las características de la carga o para el caso de un sistema eléctrico existente se mide y se obtienen los perfiles de potencia (real, reactiva y aparente) y de factor de potencia.

Con la capacidad y la información del sistema de potencia se realiza el dimensionamiento, la protección y control del banco de capacitores. El diseño de los bancos debe atender a los siguientes criterios:

- Lograr la potencia reactiva deseada en un punto del sistema, dividiendo este valor en una determinada cantidad de capacitores monofásicos de una potencia unitaria normalizada.
- Conectar las unidades en una conexión definida generalmente en estrella o doble estrella con neutro flotante para evitar la circulación de armónicas que producen magnitudes de corriente superiores al valor nominal y que pueden dañar los capacitores. De este modo normalmente los capacitores tienen una tensión nominal igual a la tensión de fase del sistema.

2.4.17 Sistemas Auxiliares

Los sistemas auxiliares son el conjunto de instalaciones formadas por las fuentes de alimentación de corriente directa (C.D.) y de corriente alterna (C.A.), de baja tensión, que se utilizan para energizar los sistemas de control, protección, señalización, alarmas y alumbrado de una subestación así como el sistema contra incendio.

2.4.18 Cargador y Banco de Baterías

Algunos sistemas eléctricos de una subestación de potencia requieren alimentación de C.D, para la operación de esquemas de control, protección, señalización, comunicación, alumbrado de emergencia, centros de control de motores, tableros eléctricos, entre otros. La alimentación de los motores de los interruptores y cuchillas debe ser en corriente directa.

El cargador y el banco de baterías, cumplen con la función de proporcionar energía eléctrica en corriente continua (C.C.), libre de distorsiones armónicas (ruidos, pulsos, transitorios, entre otros) y aislada eléctricamente de la fuente de suministro de corriente alterna.

La capacidad nominal de una batería, se expresa en ampers-horas (AH), considerando un régimen de carga de 8 horas y una temperatura de 25° C. Para corregir la distorsión armónica al cargador se le deben instalar filtros de armónicas.

2.4.18.1. Ciclo de Operación del Cargador de Baterías

El cargador es alimentado de C.A y a la salida entrega C.C rectificadas, el cargador en operación normal, proporciona alimentación a los sistemas eléctricos de la subestación que trabajan con C.C. Además de alimentar de C.C a los sistemas, el cargador, debe proporcionar carga continua de flotación para mantener cargada completamente la batería, y compensar la autodescarga normal. El cargador de baterías se conecta en paralelo.

En dado caso que sucediera una interrupción de energía C.A, durante este lapso el cargador no proporcionaría corriente continua. Entonces el banco de baterías toma la carga (las baterías entran) de los sistemas eléctricos que se alimentan con C.C. Toda la carga en C.D debe continuar alimentándose desde

el banco de baterías de acuerdo con el ciclo de trabajo, sin interrupción en el suministro de energía.

Una vez restablecida la C.A, el cargador debe restaurar su salida de C.C, y volver a tomar la carga de los sistemas. A su vez proporciona carga periódica de igualación, para recargar el banco de baterías a condiciones óptimas de voltaje de operación dentro del tiempo adecuado. La capacidad de los cargadores depende de la eficiencia del banco de baterías.

2.5 Tipos de Subestaciones Eléctricas de Potencia

Muchos factores influyen para la correcta selección del tipo de subestación para una aplicación dada. El tipo de subestación más apropiada depende de factores tales como: el nivel del voltaje, capacidad de carga, consideraciones ambientales, limitaciones de espacio en el terreno y necesidades del derecho de vía de la línea de transmisión.

Estos factores determinan el tipo de subestación eléctrica de potencia, pero principalmente la clasificación de subestaciones por el tipo de aislamiento es la más sobresaliente. Las subestaciones aisladas en aire AIS (Air Insulated Substation) y las subestaciones aisladas en gas GIS (Gas Insulated Substation), son dos tecnologías que a partir de ellas, surgen las subestaciones híbridas (combinación de ambas tecnologías); por lo tanto esta clasificación también es por disposiciones constructivas.

A su vez, esta clasificación de construcción de subestaciones, da la pauta, para la clasificación por uso o instalación, los cuales son:

- Subestaciones tipo intemperie.
- Subestaciones de tipo interior.
- Subestaciones tipo blindado.

2.5.1 Subestación Aislada en Aire (Convencional)

En este tipo de subestaciones el aire sirve como medio aislante y por tanto, se usan principalmente en exteriores. En el caso de subestaciones de alta y extra alta tensión, ocupan un espacio de terreno extenso para su construcción. Cada elemento de la subestación se encuentra de manera individual y separado de los otros, por distancias de seguridad según su tensión.

Estas subestaciones convencionales están conformadas por el equipo eléctrico de potencia en campo por ejemplo, transformadores de potencia, interruptores etc. En el salón de tableros se encuentran los sistemas PCyM y el equipo de comunicaciones. Además, de los sistemas auxiliares mencionados previamente, estas subestaciones tienen herrajes, estructuras y soportes.

En una subestación eléctrica de potencia convencional, la instalación trifásica puede consistir de tres transformadores monofásicos, formando un banco trifásico, como se muestra en la figura 2.16. Los transformadores trifásicos tienen por lo general mayor eficiencia, menor tamaño y menor costo inicial. Sin embargo, la ventaja de usar tres unidades monofásicas consiste en compartir una unidad a un costo menor.

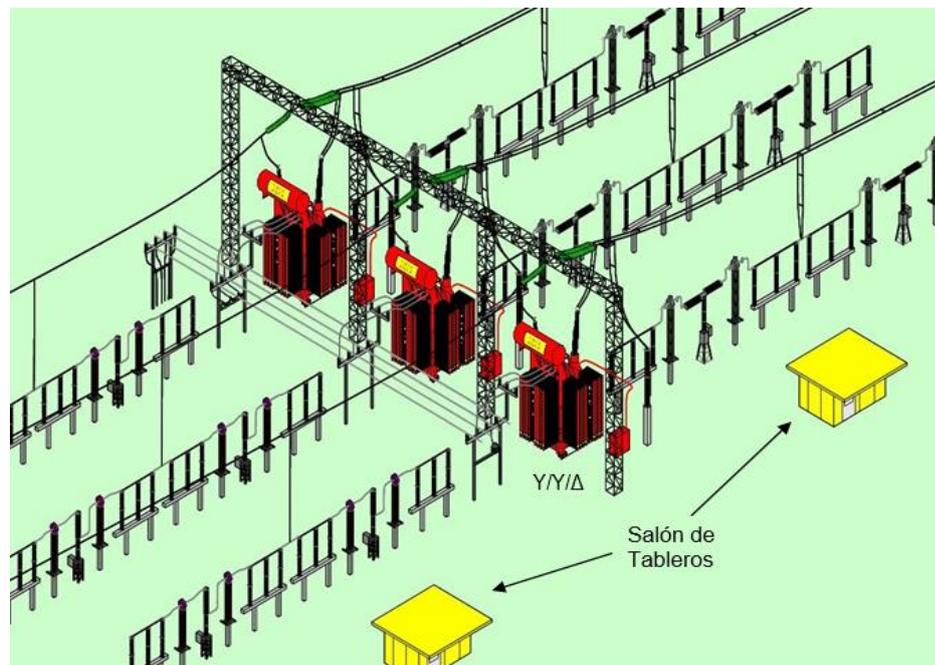


Figura 2. 16 Subestación Convencional, Tres Transformadores Monofásicos 400/230/10 kV
Fuente. El autor

Las subestaciones aisladas en aire o subestaciones convencionales son instaladas en exteriores o interiores, tal como se describe a continuación.

2.5.1.1 Subestación Tipo Intemperie

Estas subestaciones se construyen y/o instalan en terrenos o lugares al aire libre, es decir, en áreas expuestas al medio ambiente. El equipo eléctrico de potencia está bajo condiciones atmosféricas como lluvia, viento,

contaminación ambiental, descargas atmosféricas, etc. Generalmente estas subestaciones se alimentan mediante las líneas de transmisión aérea, por lo cual se debe tomar en cuenta los derechos de vía y las limitaciones de espacio en el terreno.

2.5.1.2 Subestación Tipo Interior

Estas subestaciones son construidas en interiores de edificios o construcciones diseñadas para alojar el equipo de potencia de las condiciones atmosféricas. El nivel de tensión de estas subestaciones es regularmente de 85 kV hacia abajo, es decir son empleadas en niveles de M.T; por lo que el espacio ocupado por la subestación es reducido y los terrenos son acondicionados con muros y techos de concreto.

La tendencia en construcción e instalación de subestaciones aisladas en aire, es ubicarlas a la intemperie, por lo que las subestaciones tipo interior generalmente son usadas en la industria y en áreas urbanas. Aunque estas subestaciones han sido remplazadas por la variante de tipo blindado y las aisladas en gas.

2.5.1.3 Subestación Tipo Blindada

Las subestaciones blindadas aisladas en aire, también conocidas como subestaciones compactas solo se utilizan en M.T; tensiones de distribución y utilización. El equipo eléctrico es alojado y protegido en cajas de lámina de acero (gabinetes blindados). Para tensiones de 13.8, 23, 34.5 kV; el espacio necesario es muy reducido, generalmente se utilizan en fábricas, hospitales, auditorios, etc.

2.5.2 Subestación Aislada en Gas (GIS)

Este tipo de subestaciones se construyen en áreas densamente pobladas, donde la escasez de terrenos y su alto costo, limita y encarece la construcción de subestaciones convencionales. Asimismo, las restricciones gubernamentales referentes al impacto ambiental han impulsado la construcción de subestaciones encapsuladas y aisladas en gas y a presión que en la mayoría de los casos es hexafloruro de azufre (SF₆) que tiene la

característica de reducir las distancias de aislamiento, comparativamente con las del aire (Morales, 2013).

2.5.2.1 Subestación Eléctrica de Potencia Encapsulada

Las subestaciones encapsuladas tienen los elementos conductores (como interruptores cuchillas, barras y transformadores de instrumentos) colocados y encerrados en compartimentos blindados (envolventes metálicos), en cuyo interior circula el gas aislante SF₆. Los elementos con tensión están conectados eléctricamente, pero separados herméticamente por los envolventes en secciones modulares (ver figura 2.17).

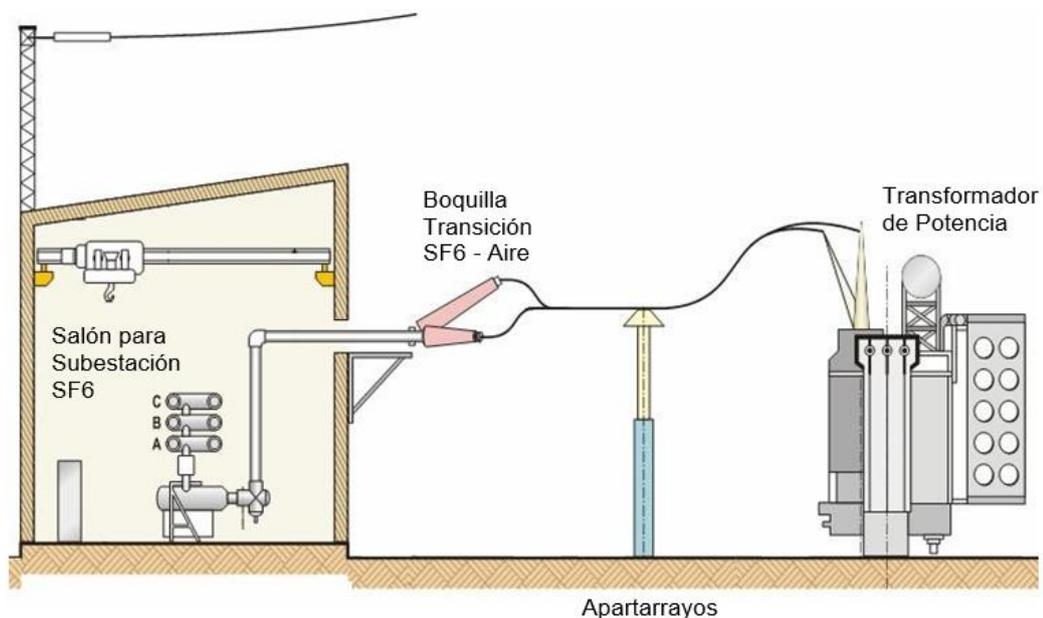


Figura 2. 17 Subestación encapsulada, aislada en gas SF₆.

Fuente. (Quezada, Paz, & Vigil, 2015)

Este sistema consigue una reducción de espacio muy importante y reduce los niveles de contaminación auditiva; además su forma modular permite ampliaciones posteriores. Las subestaciones en SF₆ ocupan aproximadamente $\frac{1}{4}$ del espacio de las equivalentes subestaciones aisladas en aire. Como el equipo está totalmente protegido del medio ambiente, las subestaciones encapsuladas pueden estar diseñadas para operar en exteriores e interiores; por ejemplo, en lugares con alto índice de contaminación y en lugares donde no se cuenta con una extensión grande de terreno (Cruz, Osorio, & Paula, 2017).

La disminución de las dimensiones de la subestación y especialmente la disminución de la altura, mejora la apariencia de la subestación y permite realizar, en caso necesario, instalaciones subterráneas, como la alimentación de la subestación por cable de potencia; todo esto alojándose en edificios de escasos metros cuadrados de construcción.

Uno de los aspectos más ventajosos son los bajos costos de mantenimiento ya que las fallas más comunes son las fugas de gas en los diversos compartimentos y estas son muy ocasionales. Estas subestaciones encapsuladas en SF₆, operan en niveles de tensión de 400, 230, 115, y 85 kV. (Quezada, Paz, & Vigil, 2015)

2.5.3 Subestación Eléctrica de Potencia Híbrida (HIS)

Este tipo de subestaciones también son conocidas con el nombre de subestaciones modulares. Las barras están aisladas entre fases en aire, mientras el equipo eléctrico de potencia (interruptor, seccionadores, transformadores de corriente y de tensión) están integrados en un único módulo o compartimiento tipo exterior, en el cual circula gas SF₆ para aislar las partes conductoras de tensión. Se puede compactar una fase de una subestación de intemperie aislada en aire en un elemento o módulo. (Sosa, 2020).

Se pueden utilizar en niveles de tensión de 72.5 hasta 550 kV, para servicio exterior. Los interruptores, seccionadores principales y seccionadores de puesta a tierra, utilizan la misma tecnología de las subestaciones blindadas; a excepción de los transformadores de corriente que son toroidales y los transformadores de potencia son capacitivos. En la figura 2.18 muestran una subestación eléctrica de potencia híbrida, con 4 módulos.



Figura 2. 18 Subestación eléctrica de potencia híbrida con 4 módulos.

Fuente. (Genesal Energy, 2018)

Las subestaciones híbridas se emplean para solucionar la demanda de energía eléctrica y solucionar el problema de espacios grandes de terrenos, cercanos a la carga.

Las ventajas principales de emplear este tipo de subestaciones son; la reducción de tiempos de instalación debido a que hay reducción de equipo, simplificación de arreglos, reducción de área utilizada para su instalación. Así como menor cantidad de cimentaciones. Aunque la desventaja principal consiste en la poca posibilidad de crecimiento en el arreglo de anillo.

2.5.4 Subestación Eléctrica de Potencia Móvil

En este tipo de subestaciones la mayor parte del equipo eléctrico de potencia se encuentra instalado sobre plataformas que pueden ser remolcadas. Estas subestaciones se instalan cuando la demanda de energía eléctrica ha rebasado las expectativas de crecimiento estimado o proyectado a futuro.

El estudio de este tipo de subestaciones origina la elaboración del presente trabajo escrito, por lo que, en los capítulos posteriores, se detallará y analizará todo lo relacionado con la instalación y/o construcción de una subestación eléctrica móvil.

2.6 Arreglo de la Subestación (diagrama de conexiones)

Los arreglos de las subestaciones se clasifican por el tipo de suministro y por su diagrama de conexiones, los cuales, tienen como finalidad representar mediante símbolos, en forma ordenada y en una sola línea, las conexiones, las características principales y la nomenclatura del equipo que forma parte de ella.

El suministro o alimentación de la subestación se refiere a cómo se distribuye la energía eléctrica a partir de la fuente de suministro. Con los esquemas de alimentación radial y alimentación en anillo (doble alimentación).

Las subestaciones con alimentación radial, se caracteriza por ser una sola alimentación de uno solo de sus extremos, a través de uno o dos circuitos, cada circuito con tres fases y su respectivo hilo de guarda. La subestación recibe la alimentación actuando únicamente como receptor.

Las subestaciones con alimentación en anillo se caracterizan por ser abastecidas de energía eléctrica por dos posibles caminos eléctricos, es decir, ambos extremos de una línea de transmisión, dado que uno solo de estos dos caminos es efectivo para la alimentación, teniendo la posibilidad de maniobrar el flujo de energía eléctrica.

El diagrama unifilar muestra las conexiones entre dispositivos eléctricos de potencia, mediante símbolos representa gráficamente partes de un circuito o unos sistemas de circuitos de una instalación eléctrica. El conjunto de conductores de un circuito se representa mediante una única línea o fase.

Para el diseño de una subestación, el paso inicial es el diagrama unifilar o diagrama de conexiones, que para su selección se requiere de un estudio de las características específicas del sistema eléctrico al que se va a conectar y de la función que desempeñará la propia subestación en la red. Por lo tanto, la determinación del diagrama constituye un aspecto muy importante que debe tomarse en consideración, para la realización de la ingeniería de cualquier subestación.

Para seleccionar el arreglo de las subestaciones se consideran independientemente de su ubicación y de su nivel de tensión, los siguientes factores o requerimientos principales que deben tomarse en cuenta para lograr un servicio eléctrico seguro, confiable y de calidad, por tanto, un diagrama de conexiones debe tener:

- 1) **Continuidad de servicio:** Busca reducir los tiempos de interrupción, por lo que se debe considerar la capacidad de reserva. Se tendrá en cuenta, el uso de la capacidad de reserva de transformación de la subestación, para seguir suministrando la energía eléctrica, cuando se presente una contingencia o por mantenimiento.
- 2) **Flexibilidad de operación:** Permite realizar maniobras de cualquiera de los elementos de la subestación (líneas, bancos o barras colectoras), con un número reducido de operaciones y con el menor equipo involucrado.
- 3) **Facilidad de mantenimiento al equipo:** Un diagrama de conexiones debe ofrecer un número reducido de maniobras para aislar al elemento que se le va a realizar el mantenimiento.
- 4) **Economía del equipo y su instalación:** El arreglo de conexiones seleccionado determinará la cantidad de equipo requerido y el área de terreno que va a ocupar la subestación. Por lo que el arreglo utilizado determina en gran parte el costo de la subestación.
- 5) **Área disponible:** Se realiza una evaluación preliminar del área requerida por una subestación, en base al diagrama de conexiones seleccionado y disposiciones físicas del equipo. Además, se toma en cuenta los derechos de vía de las líneas de transmisión y sus acometidas a la subestación.
- 6) **Posibilidad de ampliación:** Se considera el crecimiento de la subestación previamente en la selección del arreglo. Las ampliaciones pueden ser modulares, con un mínimo posible de desconexiones; por ejemplo, como la construcción de una nueva bahía y la extensión de los juegos de barras colectoras para la instalación de un nuevo transformador.

2.6.1 Diagramas de conexiones típicos

El sistema eléctrico nacional ha empleado una diversidad de diagramas de conexiones, estableciéndose las necesidades que deben satisfacer las expectativas y condiciones propias de las subestaciones de transmisión, subtransmisión y distribución. Los arreglos típicos más utilizados son:

- Barra sencilla.
- Doble barra con interruptor de amarre.
- Doble barra con interruptor comodín.
- Anillo.
- Interruptor y medio.

La tendencia actual de diagramas de conexiones en subestaciones con tensión en 230 kV, es un arreglo de interruptor y medio. En 23 kV la tendencia es el arreglo en anillo; aunque se pretende emplear en 230 y 23 kV sistemas modulares con arreglos en barra sencilla. Por lo que se explicara brevemente este tipo de arreglos, para un mejor entendimiento de la subestación móvil.

2.6.1.1 Arreglo de barra sencilla

Este arreglo es el más simple y el que utiliza menos cantidad de equipo, por lo que es el más económico. En condiciones normales de operación todos los elementos de la subestación están conectados al juego de barras colectoras a través de sus propios interruptores y la cuchilla seccionadora está cerrada.

Cuando opera la protección diferencial de barras para librar una falla, se envía el disparo de todos los interruptores desconectando todas las líneas y los bancos, quedando totalmente fuera la subestación. El mantenimiento de las barras colectoras se dificulta debido al trabajo de mantenimiento se le hace en el sitio o porque la subestación esta fuera de servicio. Pues, para darle mantenimiento a un interruptor es necesario que se ponga fuera de servicio su elemento asociado. Es decir, que para la ampliación de la subestación se necesita ponerla fuera de servicio.

No obstante, se usa en pequeñas subestaciones donde la simplicidad y economía son importantes. Así como en subestaciones de distribución

convencionales y en gabinetes blindados. La subestación móvil utiliza este arreglo. Véase la figura 2.19

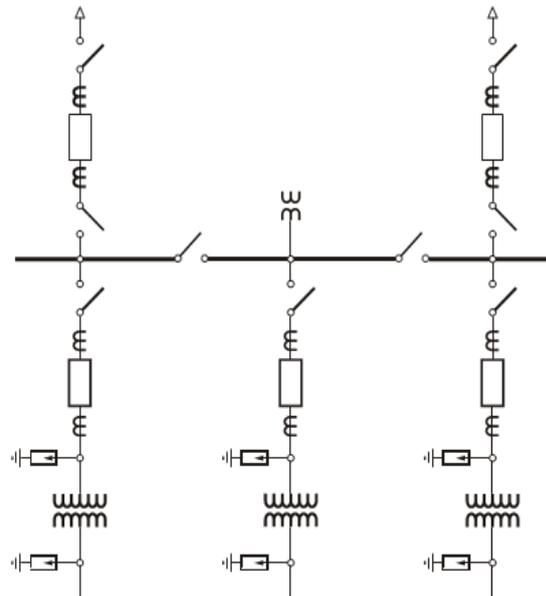


Figura 2. 19 . Diagrama unifilar en arreglo de barra sencilla.

Fuente. El autor

2.7 Consideraciones en uso de subestación eléctrica móvil

Las subestaciones corresponden a los nodos físicos en un sistema eléctrico de potencia, es decir, que una cámara de transformación es un nodo dentro de un sistema de distribución eléctrico, por lo que, la subestación móvil es el reemplazo de un nodo con sus propias características en detrimento de otro con similares o diferentes características, acoplándose adecuadamente en el sistema de distribución.

Hay que tomar en cuenta que una subestación es el conjunto de aparatos y equipo principales y auxiliares necesarios para asegurar una operación confiable de las instalaciones y suministro seguro de la energía eléctrica. Para lograr estos fines, la subestación a diseñar en el presente trabajo se clasifica de la siguiente manera (véase la tabla 2.4)

Tabla 2. 4. Clasificación de la subestación móvil a diseñar

Clasificación	
Por su ubicación	Exterior
Por su función	Transformación, Reducción
Por su aislamiento	Convencional

La parte más importante del diseño de la subestación móvil es la elaboración del diagrama unifilar, en el que se nota el esquema de barras y el equipo a ser empleado.

2.8 Diagrama unifilar de subestación eléctrica móvil

El esquema de barras asegura una adecuada maniobrabilidad y confiabilidad de la subestación. Por lo general el compromiso del grado de confiabilidad y los costos decide el arreglo del esquema de barras, que el presente diseño debe considerar, cortos tiempos de operación de la subestación, bajos costos, reducido equipo, maniobras sencillas y espacio necesario para la subestación. Véase la figura 2.20.

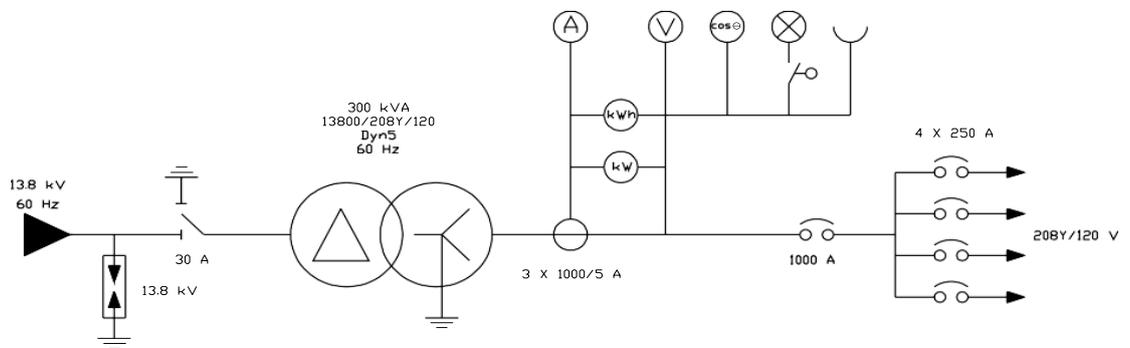


Figura 2. 20 Diagrama unifilar de S.E móvil

Fuente: autor

CAPITULO 3: OPERACIÓN DE LA SUBESTACIÓN MÓVIL

En la actualidad se presenta una situación crítica en la cargabilidad de la bahía Emeloro 2, debido a que la capacidad de los elementos primarios corresponde a 1200 A. Se advierte por parte del CENACE que el transformador TRK de 165 MVA 230/69 KV ubicado en la subestación Machala de CELEC TRANSELECTRIC se encuentra sobre el 90% de cargabilidad a pesar de que en esta ubicación se encuentran en el patio de 138 kV dos bancos de autotransformadores con una capacidad total de 200 MVA. La situación mencionada se presenta debido a la alta cargabilidad del transformador de 230/138 kV en la subestación Milagro y la baja disponibilidad de recursos de generación en Termogas Machala que entrega su producción a nivel de 138 kV lo que genera que la mayor cantidad de flujo de potencia a CNEL UN EL ORO pase a través del patio de 230 kV y del transformador TRK.

Se denota además que el factor de potencia visto por los puntos de entrega de CELEC TRANSELECTRIC a nivel de 69 kV no cumple con los límites mínimos establecidos.

3.1. Mitigación con atención emergente

Para mitigar la situación anteriormente descrita se propone por parte del CENACE Y CELEC EP TRANSELECTRIC, la instalación de una subestación móvil de 45 MVA 230/69 kV para lo cual se hacen las siguientes consideraciones:

- La mencionada subestación deberá conectarse a uno de los circuitos de 230 kV de la línea Machala-Zorritos
- CNEL El Oro debe realizar el análisis para determinar la demanda a ser abastecida desde esta subestación la cual debe corresponder a la posición Emeloro 2.
- La salida de 69 kV de la subestación móvil será conectada a una de las ternas de la línea Peaña-Machala a través de la construcción de un tramo de línea sobre 2 postes.
- El sistema de protecciones eléctricas de la nueva instalación será coordinado entre CELEC TRANSELECTRIC y CNEL EP.

- El sistema de medición comercial de la nueva posición será ubicado en el lado de 69 kV de la subestación Móvil.

3.2 Descripción de la Subestación

Para empezar las maniobras de nivelación, es necesario garantizar que el semirremolque esté aparcado en una superficie plana y regular. El semirremolque debe estar aparcado en un suelo con boa estabilidad e elevada resistencia, para impedir el hundimiento dos gatos en el suelo, evitando problemas de nivelación.

3.3 Semirremolque Alta Tensión (BAT)

En el semirremolque de alta tensión (BAT) la nivelación se realiza utilizando los cuatro gatos mecánicos, dos en cada lado del remolque, indicados en la figura 3.1.

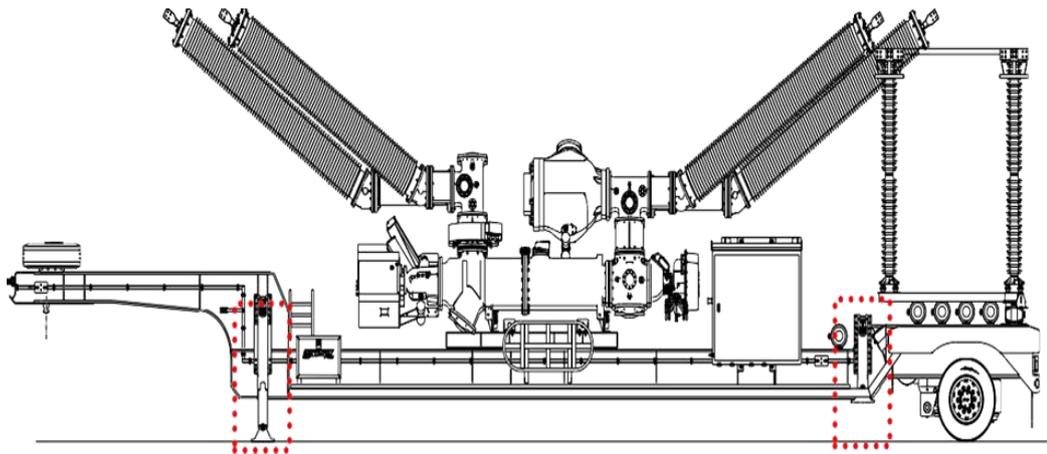


Figura 3. 1 Ubicación de los gatos del semirremolque Alta Tensión

Fuente. El autor

3.4 Semirremolque del Transformador de Potencia (TMK)

Una vez localizado en su ubicación definitiva, antes de desenganchar el tractor, es necesario mover los gatos de apoyo (4 hidráulicos y 6 mecánicos) hasta que toquen el suelo, tal como muestra en la figura 3.2.

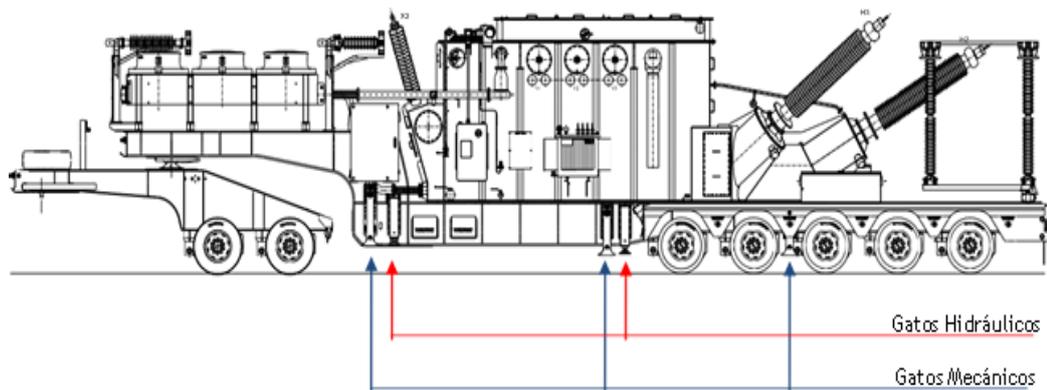


Figura 3. 2 Ubicación de los gatos del semirremolque

Fuente. El autor

Los gatos hidráulicos deben ser operados primero para que sea posible nivelar el semirremolque. Para realizar esta operación, utilizar el mando localizado en la parte lateral del semirremolque y comprobar que la subestación está nivelada con ayuda de los niveles de burbuja. Véase la figura 3.3.

Para el correcto manejo de los gatos hidráulicos se recomienda consultar las instrucciones del semirremolque.



Figura 3. 3 Mando de los gatos hidráulicos

Fuente. El autor

Si el suelo es de mala calidad, con poca estabilidad y poca resistencia a las cargas de la subestación móvil, es necesario utilizar maderas o chapas metálicas bajo los puntos de apoyo para evitar su hundimiento en el terreno.

Después de la colocación en el suelo de los gatos hidráulicos, los gatos mecánicos (independientes de dos velocidades), deberán ser manejados para que sean puestos en contacto con el suelo.

Cuando todas las operaciones descritas anteriormente han sido ejecutadas, se puede retirar el tractor.

La unidad móvil está lista para ser nivelada. Esta operación se hace actuando directamente en los gatos mecánicos o con la ayuda de los gatos hidráulicos.

Después de efectuar la nivelación de la unidad, recomendase que se retire los gatos hidráulicos en contacto con el suelo, permaneciendo solamente los gatos mecánicos y los ejes para soportar la unidad móvil.

3.5 Remolque Baja Tensión (BMT)

En el remolque de baja tensión (BMT) la nivelación está hecha de la misma manera que el semirremolque de alta tensión, utilizando los cuatro gatos mecánicos (dos en cada lado del remolque), tal como muestra en la figura 3.4, pues, es posible nivelar el remolque.

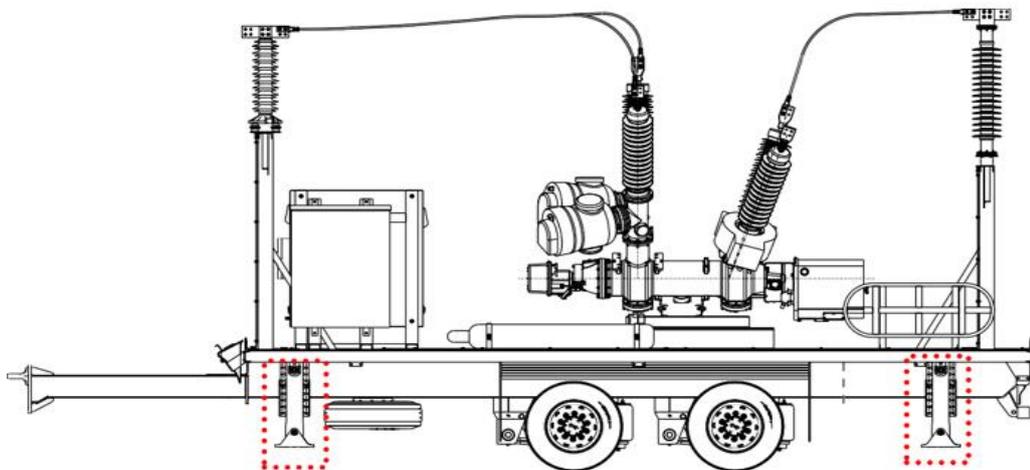


Figura 3. 4 Ubicación de los gatos del remolque BT

Fuente. El autor

3.6 Remoción de las estructuras de bloqueo de los equipos

Antes de la puesta en servicio de la unidad móvil es necesario remover las estructuras de bloqueo (en rojo) de los diferentes equipos, necesarios apenas para transporte.

3.6.1 Semirremolque de Alta Tensión (BAT)

Para la puesta en servicio es necesario remover tres bloqueos en el remolque AT. Un bloqueo en parte superior del pararrayos y dos bloqueos en parte inferior se puede apreciar en la figura 3.5.



Figura 3. 5 Estructuras a remover en el semirremolque AT

Fuente. El autor

Luego, la figura 3.6 muestra el bloqueo de fijación en el topo de los pararrayos (pormenor)

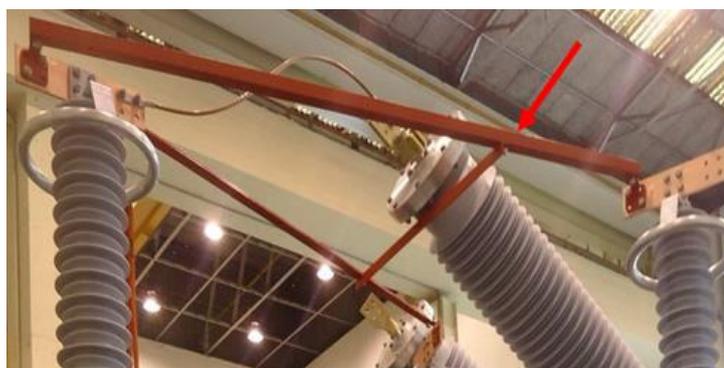


Figura 3. 6 Bloqueo de fijación en el topo de los pararrayos (pormenor)

Fuente. El autor

En cambio, la figura 3.7 muestra el bloqueo de fijación en la base del pararrayos.

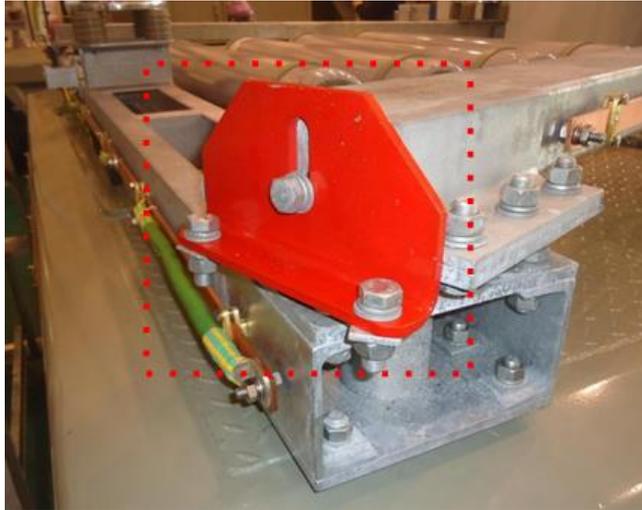


Figura 3. 7 Bloqueo de fijación en la base del pararrayos (pormenor)

Fuente. El autor

3.7 Semirremolque del Transformador de Potencia (TMK)

En el semirremolque del transformador de potencia es necesario remover los bloqueos de fijación en tres estructuras de equipos, que son los siguientes:

- Bloqueo de fijación de los pararrayos lado de alta tensión (ver figura 3.8)
- Bloqueo de fijación de los pararrayos lado de baja tensión (ver figura 3.9)
- Bloqueo de fijación de los aisladores lado de baja tensión (ver figura 3.10)

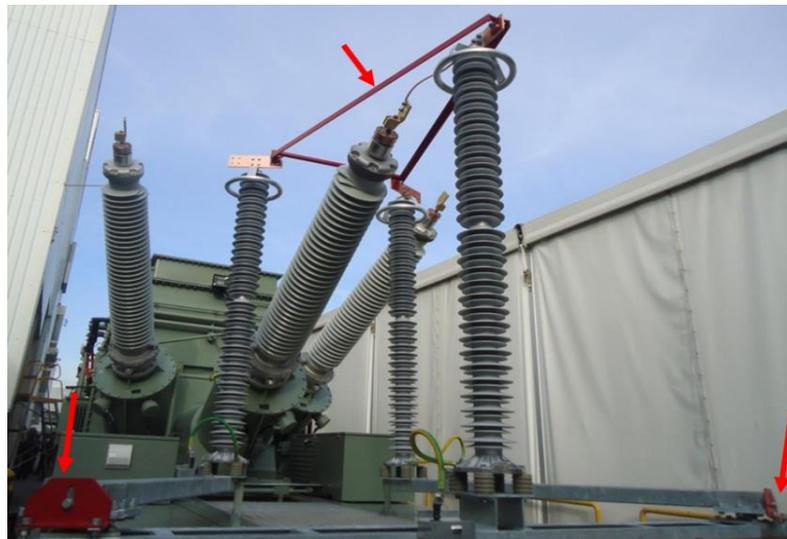


Figura 3. 8 Ubicación de las estructuras a remover en semirremolque del transformador de potencia lado AT

Fuente. El autor

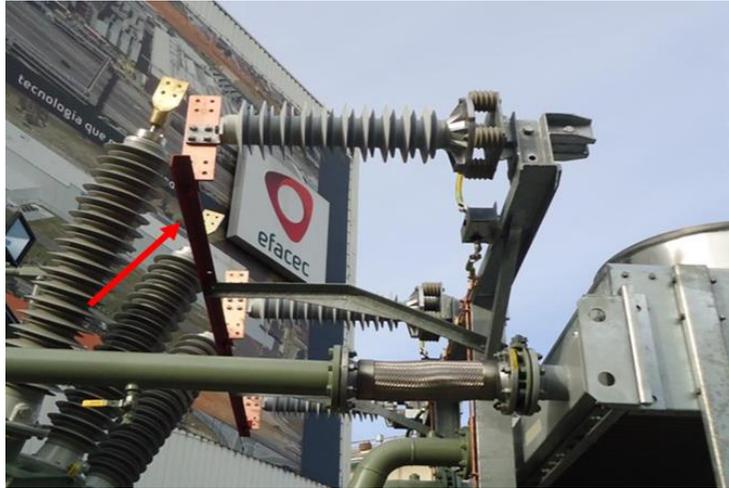


Figura 3. 9 Ubicación de las estructuras de los pararrayos a remover en semirremolque del transformador de potencia lado BT

Fuente. El autor

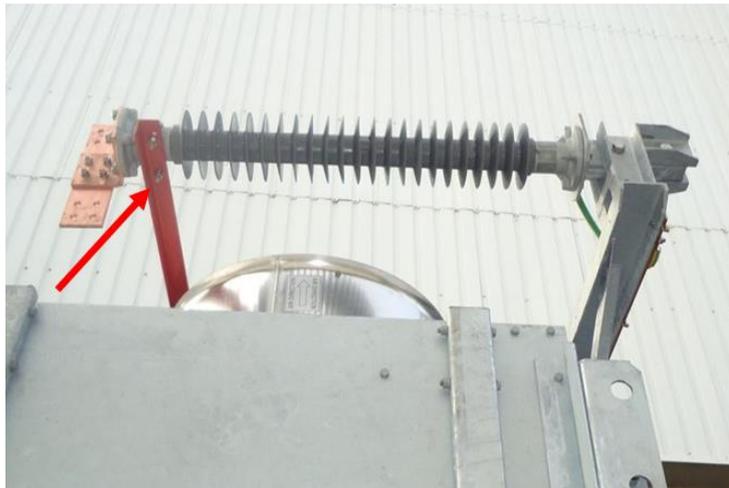


Figura 3. 10 Ubicación de las estructuras de los aisladores a remover en semirremolque del transformador de potencia lado BT

Fuente. El autor

3.8 Configuración de los equipos para puesta en servicio

Debido a las dimensiones máximas impuestas por la legislación de tránsito, la subestación móvil tiene dos configuraciones distintas, una para transporte y una para puesta en servicio, descritas enseguida para cada una de las bahías.

3.8.1 Semirremolque de Alta Tensión (BAT)

A continuación, en la figura 3.11 se puede apreciar la configuración para tránsito.

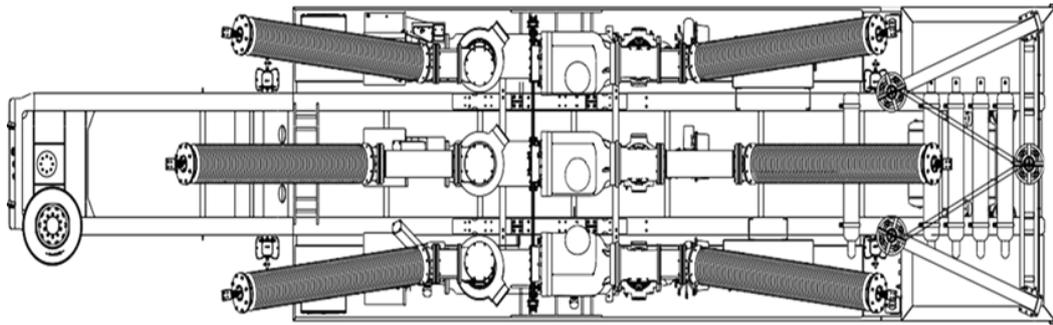


Figura 3. 11 Configuración para tránsito

Fuente. El autor

En la figura 3.12 se muestra la configuración para puesta en servicio

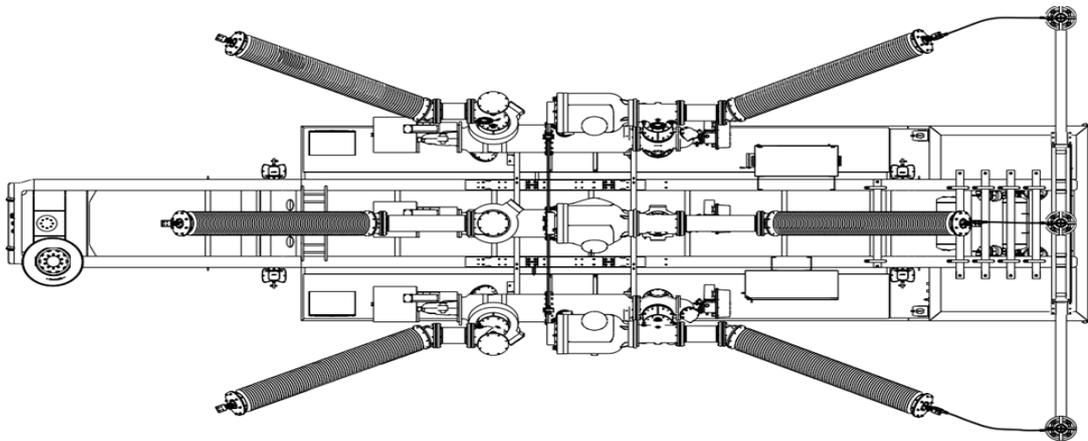


Figura 3. 12 Configuración para puesta en servicio

Fuente. El autor

Además de los procedimientos mencionados anteriormente, es necesario seguir las siguientes instrucciones para que el semirremolque AT se quede en su configuración de servicio.

3.8.2 Abertura y estructura de soporte de los pararrayos AT

La estructura de soporte de los pararrayos debe ser abierta para puesta en servicio. Para eso, una vez que haya sido removidos los bloqueos para transporte, es necesario empujar cada uno de los pararrayos en los dos extremos para que los brazos de la estructura giren. Cuando la estructura esté completamente abierta, se debe usar los mismos bloqueos de transporte para inmovilizar la estructura en su actual configuración. Véase la figura 3.13.

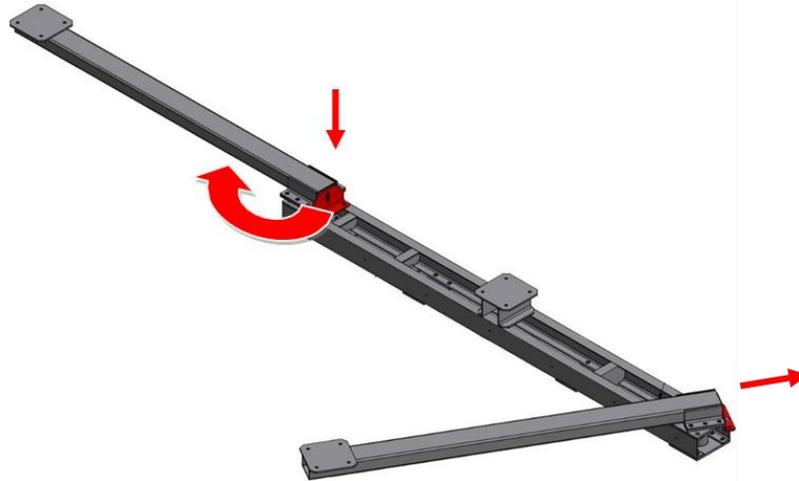


Figura 3. 13 Abertura e fijación de los pararrayos en posición de servicio

Fuente. El autor

3.8.3 Abertura del GIS AT

A continuación, se muestra el procedimiento de la apertura de los polos extremos del GIS AT:

1. Verificar que los polos extremos estén libres, es decir, que no haya ningún conductor ligado a estos para que pasen a girar libremente.
2. Comprobar que la presión de SF6 esté en el nivel recomendada por el fabricante para transporte (0.02 MPa a 20°C). Véase la figura 3.14.



Figura 3. 14 Presión SF6 en nivel recomendado para transporte

Fuente. El autor

3. Remover el tornillo no pintado en la base de cada uno de los lados de la estructura que fija su posición, con la ayuda de una llave de bocas suministrado – tamaño 30. (Ver figura 3.15). Este tornillo, después que los polos estén abiertos, será utilizado para hacer la fijación en su nueva posición.



Figura 3. 15 Tornillo de fijación del polo

Fuente. El autor

4. Aflojar lentamente los tres tornillos azules, en cada lado de la estructura, verificando que la estructura se separe ligeramente. Véase la figura 3.16.



Figura 3. 16 Aflojar los tres tornillos azules

Fuente. El autor

5. Aflojar la tuerca–llave de bocas tamaño 46 -en la varilla que conecta a los tres polos hasta que el tornillo removido anteriormente pueda ser colocado en la nueva posición.

Tener en cuenta que solo es posible colocar el tornillo cuando el polo esté en su posición correcta. Véase la figura 3.17.



Figura 3. 17 Abertura del polo

Fuente. El autor

6. Colocar el tornillo removido en punto 3 y posteriormente apretar los tornillos, cuatro en cada lado de la estructura, tal como muestra en la figura 3.18.



Figura 3. 18 Bloqueo del polo

Fuente. El autor

7. Apretar las tuercas en las dos varillas que conectan a los tres polos, tal como se puede apreciar en la figura 3. 19.

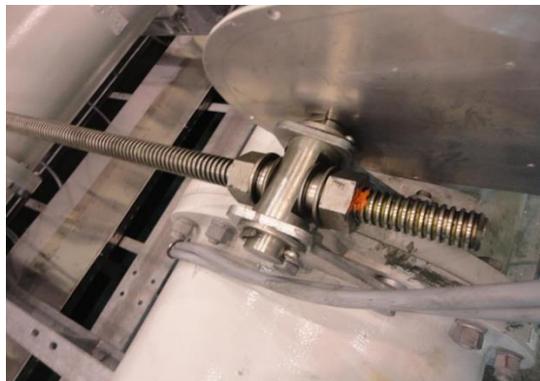


Figura 3. 19 Apretamiento de las tuercas

Fuente. El autor

8. Repetir el mismo procedimiento en el otro polo, para completar la puesta en servicio de este equipo, tal como se puede ver en la figura 3.20.



Figura 3. 20 Posición de servicio del equipo

Fuente. El autor

9. Cuando el GIS AT esté en su posición de puesta en servicio se puede empezar a llenarlo con SF6 hasta su presión nominal de servicio (ver placa del fabricante en el gabinete del equipo para obtener esta información).

No obstante, en cada polo existe varios puntos de llenado, como se puede ver en la figura 3.21.

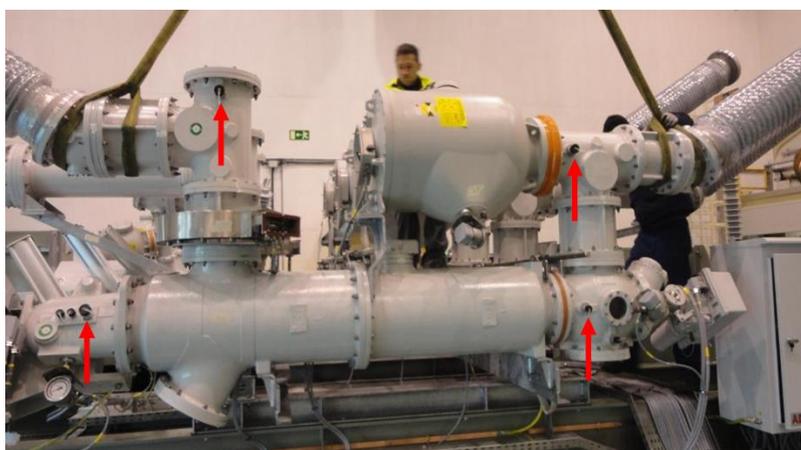


Figura 3. 21 Puntos de llenado para SF6

Fuente. El autor

3.8.4 Instalación de los cables de conexión de potencia

Después de todos los equipos AT estén en su posición de servicio, es necesario instalar los cables de cobre que conecten los equipos de potencia que necesitaran de ser removidos para transporte. Todos los

cables de conexión entre equipos se encuentran en un tubo ubicado en el semirremolque del transformador de potencia. (Véase la figura 3.22.



Figura 3. 22 Ubicación de almacenamiento de los cables de conexión durante el transporte

Fuente. El autor

3.9 Semirremolque del Transformador de Potencia (TMK)

Así como en semirremolque AT, es necesario seguir los siguientes procedimientos para puesta en servicio del semirremolque del transformador. Véase las figuras 3.23 y 3.24.

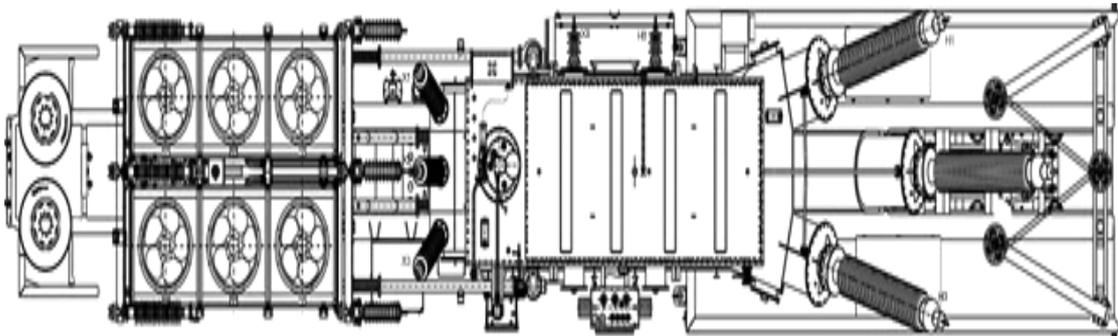


Figura 3. 23 Configuración para tránsito

Fuente. El autor

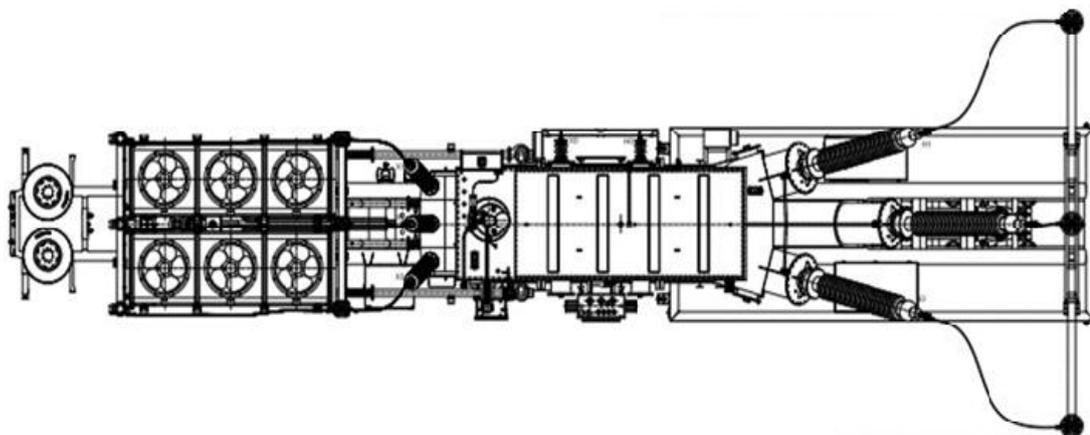


Figura 3. 24 Configuración para puesta en servicio

Para la configuración de puesta en servicio es necesario:

- Abrir la estructura de los pararrayos, lado de alta tensión.
- Colocar los pararrayos en una posición vertical, lado de baja tensión;
- Colocar los aisladores en una posición vertical, lado de baja tensión;
- Levantar el conservador de aceite del transformador;
- Instalación de los cables de interconexión entre equipos AT y MT;

3.9.1 Abertura de la estructura del pararrayos lado AT

La estructura de los pararrayos del lado AT del transformador de potencia son similares a los pararrayos del semirremolque AT.

3.9.2 Colocación de los pararrayos lado BT en posición de servicio

Para colocar los pararrayos del lado de baja tensión en posición de servicio es necesario confirmar que la estructura de bloqueo haya sido removida. Después de confirmar, es necesario quitar el tornillo en cada pararrayo (1), girar/levantar el pararrayo para a su posición vertical (2). En esta posición, el tornillo debe retornar a la estructura para inmobilizarla (3). Véase la figura 3.25.

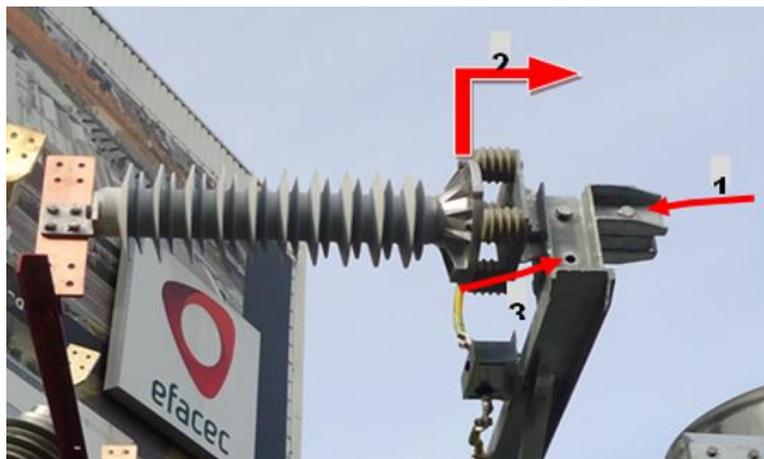


Figura 3. 25 Movimiento de los pararrayos para posición de servicio

3.10 Colocación de los aisladores lado BT en posición de servicio

Como la estructura de apoyo de los aisladores del lado BT del

transformador de potencia, son similares a de los pararrayos, para la colocación de estos en posición de servicio se detallan a continuación.

3.10.1 Colocación del conservador de aceite del trafo en posición de servicio

Solamente es necesario levantar el conservador de aceite para altitudes superiores a 1000 metros, ver placa de información en la cuba del transformador.

Caso de altitudes superior a 1000 metros, para colocar el conservador de aceite en posición de servicio es necesario levantar la estructura diste, para eso es necesario rodar la manivela en sentido horario, como muestra en la figura 3.26.

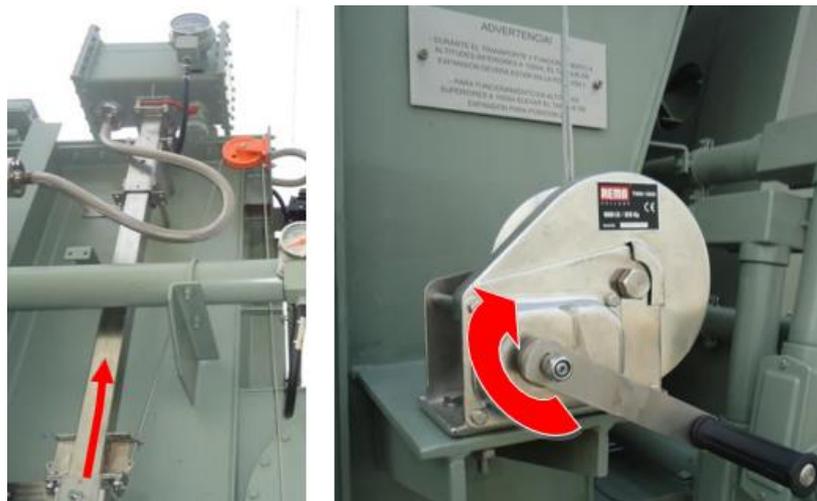


Figura 3. 26 Colocación del conservador de aceite del trafo en posición de servicio (altitudes >1000m)

Fuente. El autor

3.10.2 Instalación de los cables de potencia de interconexión AT y MT

Después de todos los equipos AT y MT estén en su posición de servicio, es necesario instalar los cables de cobre que los conecten y que fueron removidos para transporte. Los cables se encuentran en un tubo en el semirremolque del transformador de potencia, tal como muestra en la figura 3.27.

De esa manera, es necesario ligar los cables de interconexión entre:

- Los pararrayos AT y los bushings AT del transformador (1)
- Los bushings BT del transformador y los pararrayos BT (2)
- Los pararrayos BT y los aisladores lado de baja tensión (3). Véase la figura 3.27.

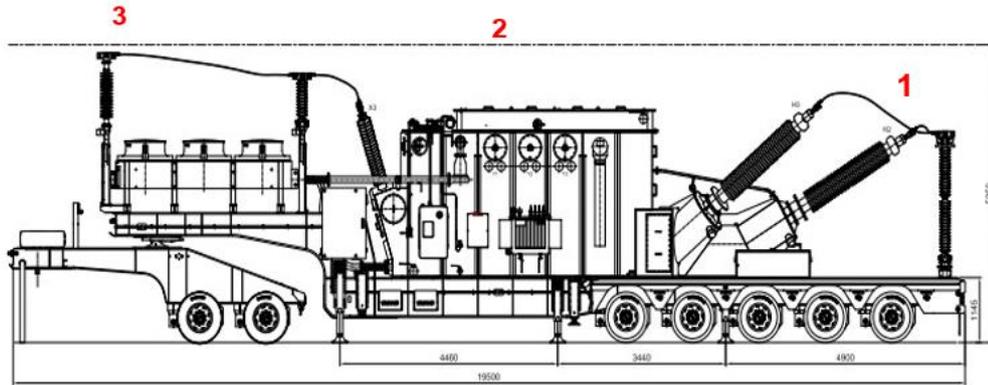


Figura 3. 27 Pararrayo en subestación móvil

Fuente. El autor

3.11 Puesta a tierra de la subestación móvil

Los cables tierra de todos los equipos están debidamente ligados a la barra tierra de la subestación móvil, excepto los pararrayos AT, para transporte de la subestación móvil que haya sido removidos.

Los cables de tierra están atados a la estructura del pararrayos, tal como se puede ver en la figura 3.28.

Por consiguiente, después de abierto todas las estructuras de los pararrayos, los cables de tierra deben estar conectados.



Figura 3. 28 Ubicación de los cables tierra de los pararrayos AT

Fuente. El autor

No obstante, para conectar la tierra general de la subestación móvil (en los puntos localizados alrededor de los semirremolques) a la red general enterrada de tierra (subestación existente o una tierra dedicada), el valor de resistividad de la tierra enterrada debe ser inferior a 1 ohm.



Figura 3. 29 Puntos de conexión a la tierra

Fuente. El autor

Existen múltiples puntos de conexión a tierra en cada semirremolque/remolque:

- (4) Cuatro en el semirremolque AT (BAT)
- (4) Cuatro puntos en semirremolque de transformador de potencia (TMK);
- (4) Cuatro en el remolque MT (BMT)

3.12 Interconexiones BT entre bahías

Para que todas las bahías puedan ser utilizadas en modo conjunto es necesario unir las conexiones de baja tensión – enchufes C1 a C5.

Ver detalles de la función de cada interconexión en los planos eléctricos.

Los cables de interconexión entre semirremolques/remolque es realizado mediante fichas Harting (enchufes) y canales de PVC flexibles.

Los cables de interconexión están localizados en soportes adecuados, como se puede apreciar en la figura 3.30.



Figura 3. 30 Cable de interconexión de baja tensión

Fuente. El autor

La figura 3.31 muestra la interconexión entre bahías.

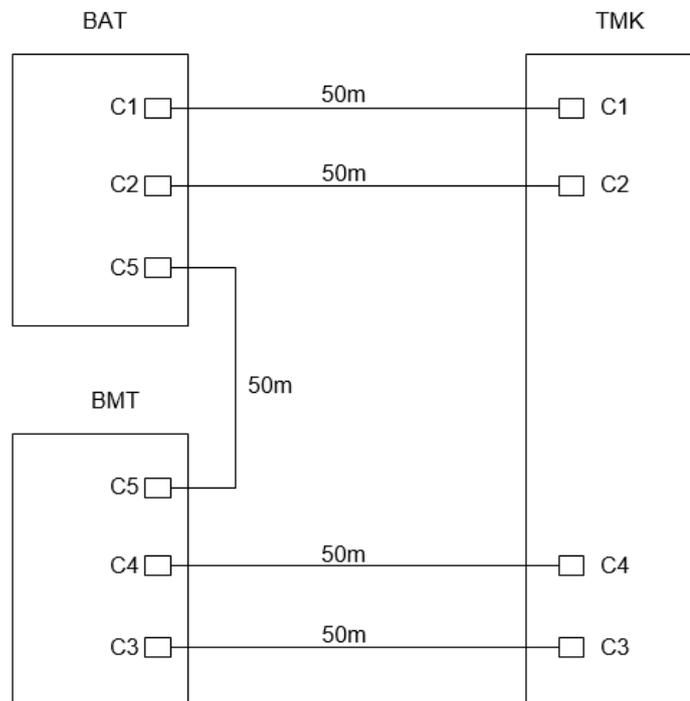


Figura 3. 31 Interconexión entre bahías

Fuente. El autor

3.13 Requisitos de ajuste (torque) de las conexiones instaladas

Antes de la puesta en servicio se debe verificar todas las conexiones, en particular las que no fueron removidas para transporte para garantizar que las vibraciones sufridas no afecten el ajuste.

El ajuste/aprieto (torque) aplicado en las conexiones instaladas en la unidad, se detallan en la tabla 3.1.

Tabla 3. 1 Ajuste aplicado en las conexiones instaladas

Clase	Acero Inoxidable A4-80 8.8	
Dimensiones	Torque	
	<i>Kgf m</i>	<i>Lbf ft</i>
M 8	2,11	15,26
M 10	4,27	30,88
M 12	6,63	47,95
M 16	17,9	129,47
M 20	34,98	253,01
M 24	60,93	440,71
M 30	120,65	872,66

Fuente. El autor

3.14 Preparación para puesta en servicio

Estas instrucciones sirven para referencia del cliente y no son limitadas al indicado. Por tanto, el cliente debe entender como una guía de los puntos principales a garantizar por el fabricante para preparar para puesta en servicio. Esta descripción se hace para la configuración en modo conjunto. Para el funcionamiento del módulo autónomo se considera los siguientes:

1. Comprobar que todos los equipos estén en su posición de servicio; incluso las conexiones entre bahías. Además, es necesario garantizar el buen estado de los equipos, haciendo las pruebas de rutina para cada uno.
2. Verificar que la red de tierra de la subestación móvil se encuentre conectada a la red de tierra general en las condiciones antes mencionadas.
3. Verificar que los circuitos de AT y MT de la subestación, donde se realizará la instalación estén abiertos.
4. Conectar los cables de AT y MT a la red eléctrica.
5. Verificar todos los equipos de protección del transformador de potencia.
6. Tener una fuente CA externa es fundamental, ya que está conectada en el exterior de los cuadros en las bahías, tal como muestra en la figura

3.32. Por tanto, se debe comprobar la secuencia de fases de esta conexión externa. En cada bahía hay un indicador en el panel que informa si la secuencia de fases está correcta o incorrecta, o si hay falta de fase.



Figura 3. 32 Puntos de ligación para alimentación CA externa

Fuente. El autor

7. Contar con una fuente CC externa, el cual está conectada en las borneras, tal como muestra en la tabla 3.2.

Tabla 3. 2 Puntos de ligación para alimentación CC externa

	Alimentación externa 208VCA 60Hz	Alimentación externa 125VCC
BAT	SI2	XCC1
TMK	SI1	XCC2
BMQ	SI3	XCC3

Fuente. El autor

8. Luego es necesario conectar todos los disyuntores CA y CC en los distintos gabinetes de la subestación móvil, para posteriormente comprobar cada circuito. Véase la tabla 3.3, 3.4 y 3.5.

Tabla 3. 3 Disyuntores CA y CC de la bahía BAT

	BAT	Disyuntor
Alimentación CA	General	Q1
	Equipamientos Diversos	Q2 a Q7
Alimentación CC	Relés	Q10 (general)
		Q11 a Q14
	Equipamientos Diversos	Q20 (general)
		Q21 a Q25

Fuente. El autor

Tabla 3. 4 Disyuntores CA y CC de la bahía TMK

TMK		Disyuntor
Alimentación CA	General	Q30
	Equipamientos Diversos	Q31 a Q49
Alimentación CC	Alimentación Externa	Q50 (general)
	Alimentación través del Cargador de Baterías	Q51 (general)
	Equipamientos Diversos	Q52 a Q62

Fuente. El autor

Tabla 3. 5 Disyuntores CA y CC de la bahía BMT

BMT		Disyuntor
Alimentación CA	General	Q70
	Equipamientos Diversos	Q71 a Q76
Alimentación CC	Relés	Q80 (general)
		Q81 a Q85
	Equipamientos Diversos	Q90 (general)
		Q91 a Q95

Fuente. El autor

9. Comprobar si el sistema de refrigeración del transformador está funcionando correctamente.
10. Verificar que todos los relés de protección están funcionando correctamente y si no hay alarmas/disparos señalizados. Si las hay, es necesario solucionar lo antes posible.
11. Preparar la inicialización del analizador de gases (Calisto 5).
12. Proceder a todas las verificaciones necesarias para garantizar la protección de los equipos y personas (antes de proceder a la puesta en servicio)
13. Luego de esta operación se debe operar las Bahías AT y MT, de manera a energizar la subestación móvil, de acuerdo con los procedimientos del cliente.

3.14 Puesta en servicio

Después de la energización de la subestación se debe comprobar los siguientes:

1. Si no se está utilizando una fuente CA externa, verificar la alimentación del transformador de servicios auxiliares en el cuadro de control. El indicador de secuencia de fase/pérdida de fase debe tener la luz verde encendida. Si la luz roja está encendida es necesario utilizar el conmutador de secuencia de fase en la porta del cuadro de control.
2. Comprobar que todos los relés de protección estén funcionando correctamente y si no hay alarmas/disparos señalizados. Si las hay, es necesario solucionar lo antes posible.

3.15 Área de Servicio.

La subestación móvil está destinada para servir principalmente al mantenimiento y soporte de contingencias de las cámaras de transformación del centro de la ciudad.

Voltaje de operación: El valor nominal de voltaje esta dado por las normas de la CNEL UN El Oro., como se indica en la tabla 3.6

Tabla 3. 6 Niveles de voltaje para operación

Voltaje de Operación	
Circuito de salida del secundario de la subestación móvil	69 kV
Nivel de transformación en redes de distribución	69/13,8 kV
Alimentadores, líneas y redes primarias de distribución	13,8/7,9 kV
Circuitos Secundarios Trifásicos	208/120 V

Fuente. El autor

Capacidad de la Subestación Móvil: La capacidad de la subestación móvil quedó determinada en el capítulo III de este trabajo y es de 45 MVA.

Configuración de la Subestación Móvil: De acuerdo a las condiciones dadas en el capítulo III de este trabajo, el voltaje primario de la subestación móvil será de 230 kV, con tres conductores, tres fases sin neutro, y en el lado de bajo voltaje 69 Kv.

Nivel de aislamiento: Preservar la integridad del personal de trabajo, así como de las personas que transiten cerca de la subestación móvil, es una de

las tareas más importantes en el diseño de esta instalación, por lo que es necesario dotarla de un adecuado aislamiento, tomando en cuenta la norma IEC 60071-2. Véase la tabla 3.7

Tabla 3. 7 Distancias de seguridad aplicables, según la norma IEC 60071-2

Up (Kv) (valor pico) (1)	Distancia mínima de seguridad según IEC (m) (2)	Distancias de seguridad					
		Valor básico			Circulación de personal		
		Cantidad que se adiciona		Valor básico (m) (5)=(2)+(4)	Bajo conexiones		(m) (8)
		% (3)	(m) (4)		Zona de seguridad (m) (6)	Valor Total (m) (7)=(5)+(6)	
138	0.25	10	0.02	0.27	2.25	(*)	2.25
230	0,44	10	0.05	0.49	2.25	(*)	2.25
500	1	10	0.11	1.11	2.25	3.36	2.25

Fuente. El autor

Para definir el nivel de aislamiento de la instalación, se emplean las tablas de niveles de aislamiento normalizados de la IEC, correspondientes a equipos en función de su aislamiento (Rango A), desde 1 kV hasta 52 kV, ya que la instalación tiene un nivel de voltaje de 13.8 kV. La tabla presentada a continuación son los niveles de aislamiento normalizados por la IEC, para aislamiento completo de transformadores (IEC 71-1). Véase la tabla 3.8

Tabla 3. 8 Niveles de aislamiento normalizados según la práctica de Estados Unidos.

Voltaje Máximo del Equipo Um (Valor eficaz)	Voltaje de Impulso Tolerable Nominal por Rayos (Valor pico)		Voltaje a Frecuencia Industrial Tolerable Nominal de Corta Duración (Valor eficaz)
	Hasta 500 kVA	Sobre 500 kVA	
kV	kV	kV	Kv
4.4	60	75	19
13.2	95	110	34
13.97			
14.52			
26.4	150		50
36.5	200		70

Fuente. El autor

Según la tabla 3.8, el nivel de aislamiento que tenemos de la instalación, está de acuerdo al nivel de voltaje máximo que puede admitirse en el

transformador de la instalación el cual es 5% mayor al voltaje nominal, 13.8 kV, lo que nos daría un valor de 14,49 kV, que utilizando la tabla anterior nos dará los siguientes resultados. Véase la tabla 3.9.

Tabla 3. 9 Nivel Básico de Aislamiento

Voltaje Máximo del Equipo Um (Valor eficaz)	Voltaje de Impulso Tolerable Nominal por Rayos (Valor pico)	Voltaje a Frecuencia Tolerable Nominal de Corta Duración (Valor eficaz)
kV	kV	kV
14.49	95	34

Fuente. El autor

Esto implica que el Nivel Básico de Aislamiento de la instalación debe ser de 95 kV, el cual corresponde al valor mostrado en las normas de la CNEL El Oro. para equipos tipo distribución.

Distancias de aislamiento y de seguridad: Las distancias de aislamiento se relacionan con los mínimos espacios entre los cuales se puede dar seguridad a una instalación, y estos se especifican en la norma IEC 71, las mismas están definidas como distancias fase-tierra y distancias fase – fase. En cambio, las distancias de seguridad, de este proyecto tienen por objetivo, permitir la operación de la instalación, ya que el mantenimiento se lo puede llevar a cabo cuando la subestación móvil esté fuera de servicio.

Distancias fase – tierra: En la norma IEC 71-A, se detallan las distancias de aislamiento, aplicables a una instalación, con relación a tierra o a estructuras conectadas a tierra, para sistemas de medio voltaje en relación a su voltaje tolerable de impulso. En la tabla 3.10 se aprecian los valores de distancia mínimos para instalaciones a nivel distribución.

Tabla 3. 10. Relación entre niveles de aislamiento y distancias mínimas a tierra.

Voltaje Máximo del Sistema	Voltaje de Impulso Tolerable	Distancia Mínima a Tierra
kV	kV	Cm
3.6	45	6
7.2	60	9
12	75	12
17.5	95	16
24	125	22
36	170	32

Fuente. El autor

Según esta tabla para 14.49 kV, que es el mayor voltaje que alcanzará el sistema, corresponde un voltaje máximo de 17.5 kV, el voltaje de impulso tolerable es 95 kV, y la distancia mínima a tierra 16 cm, para una altura de 1000 m.s.n.m. y condiciones atmosféricas normalizadas (Temperatura 20 C, 1 atmósfera de presión y 11 g/m³ de humedad absoluta).

Distancias fase – fase: Las distancias fase-fase según la norma IEC 71-A, están basadas en las distancias fase-tierra, y las mismas deben ser por lo menos 15% mayor que las distancias fase-tierra.

La tabla 3.11 presenta la distancia fase-fase, sin corrección de altura, a utilizar en la subestación, a 1000 m.s.n.m y condiciones ambientales normales.

Tabla 3. 11. Relación entre nivel de aislamiento y distancia mínima fase-fase.

Voltaje Máximo del Sistema	Voltaje de Impulso Tolerable	Distancia Fase-fase
kV	kV	Cm
17.5	95	18.4

Fuente. El autor

Tanto la distancia fase-tierra como la distancia fase-fase, deben ser corregidas por el efecto de la altura. En el caso de estar a pocos metros sobre el nivel mar, no se calcula los valores antes mencionados.

Distancias de seguridad: Las distancias de seguridad delimitan las “zonas de circulación” y “zonas de mantenimiento”, dentro de las cuales el personal puede desplazarse sin riesgo.

Debe señalarse que el mantenimiento de la subestación se lo realizará cuando esta se encuentre fuera de servicio.

Separaciones en relación al suelo: Las separaciones en relación al suelo de la subestación móvil, deben tomarse en cuenta principalmente en las salidas de los cables de medio y bajo voltaje de la subestación, ya que en estos puntos hay mayor probabilidad de contacto con personas, o partes vivas de la instalación y tierra.

Por lo anterior se decidirá el mejor aislamiento para los cables de salida de la subestación, disminuyendo así los riesgos de integridad física de peatones.

Pasillos y caminos de acceso dentro de la instalación.

El acceso a la instalación se realizará sólo para la conexión de la acometida de medio voltaje y para el mantenimiento del equipo eléctrico de la subestación.

Por otra parte, la inspección del equipo de medida y protección, se la realizará mediante la puerta lateral, desde donde se tendrá acceso a los interruptores y equipos de medida en su totalidad.

Nivel de Cortocircuito: El nivel de cortocircuito para cada cámara de transformación es diferente y varía de acuerdo a qué tan apartada esté de la fuente.

Demanda de Diseño: La demanda de diseño de la subestación móvil será de 376.7 kVA, y luego de estudios realizados en el mismo capítulo III, se determinó que la capacidad de la instalación debe ser de 300 kVA.

Caídas de Voltaje: Las caídas de voltaje en el alimentador primario y la red secundaria para el proyecto, estarán dadas por las caídas propias de la red de distribución sumado las caídas de voltaje que se originan en los cables de conexión de la subestación móvil, por ello es necesario conocer las caídas máximas admisibles en el sistema de distribución.

Las caídas de voltaje admisibles en el punto más lejano de la subestación según las normas de la E.E.A.S.A.R.C.N. para una red primaria y secundaria en el área urbana, son las presentadas en la tabla

Tabla 3. 12 Caídas de voltaje máximo según Regulación CONELEC – 004/01

Red	Caída máxima de voltaje (%)
<i>Primaria</i>	4.0
<i>Secundaria</i>	3.5

Fuente. El autor

3.16 Área de transformación.

El área de transformación está definida esencialmente por el transformador de distribución o potencia, que debe estar acorde a las necesidades de este proyecto.

3.16.1 Características de los Transformadores

Según la norma IEC 76-1, referente a transformadores, la potencia nominal asignada a transformadores de distribución y potencia estará dada para cada bobina del transformador, y se tomará el valor más alto de potencia si tiene diferentes métodos de enfriamiento.

Además, los transformadores deben soportar una temperatura ambiente no menor a 25 °C y no mayor a 40°C, su onda de voltaje de suministro debe ser aproximadamente sinusoidal, y no debe tener una deformación mayor al 5%.

Para transformadores trifásicos los voltajes de las tres fases deben ser aproximadamente iguales, y para condiciones inusuales de servicio, se debe considerar los metros sobre el nivel del mar, baja o alta temperatura, humedad y contaminación, ya que afectarán en su peso y espacios.

El transformador deberá entregar como mínimo el $\pm 5\%$ del voltaje nominal de servicio, al igual que una variación máxima de $\pm 5\%$ de la frecuencia nominal.

Las derivaciones en el arrollamiento primario para conmutación exterior sin carga que permitan cambiar la relación de transformación deben tener un rango de $\pm 5\%$, y el valor máximo de impedancia del transformador debe estar de acuerdo a este valor.

3.16.2 Especificaciones del transformador

Las especificaciones del transformador a utilizar están dadas por las condiciones mínimas de cualquier cámara de transformación de este sistema. Las especificaciones se resumen en la tabla

Tabla 3. 13 Caídas de voltaje máximo según

Especificaciones del Transformador	
<i>Potencia Nominal ODAF (MVA)</i>	45
<i>Voltaje primario fase/fase</i>	230 kV
<i>Voltaje secundario fase/fase</i>	69 kV
<i>Conexión: Lado primario/Lado secundario</i>	YNyn0d1
<i>Frecuencia (Hz)</i>	60
<i>Clase aislamiento lado primario</i>	Aceite

<i>Clase aislamiento lado secundario</i>	Aceite
--	--------

Fuente. El autor

3.16.3 Selección del transformador.

Para la selección del transformador se deben tener en cuenta todos los factores como potencia, niveles de voltaje y entorno de operación, en la tabla 3.14 reseñas técnicas de datos de placa del Transformador de potencia de la subestación móvil

Tabla 3. 14 Datos técnicos del transformador de potencia

Especificaciones del Transformador	
<i>Serie</i>	131 TB E11300
<i>Marca</i>	EFACEC
<i>Tipo</i>	S/E Móvil
<i>Potencia Nominal ODAF (MVA)</i>	45
<i>Enfriamiento</i>	ODAF
<i>Tensión de servicio (kV)</i>	230/69/13.8
<i>Grupo de conexión</i>	YNyn0d1
<i>Tensión nominal de servicio lado AT (kV)</i>	230
<i>Tensión nominal de servicio lado MT (kV)</i>	69
<i>Tensión nominal de servicio auxiliares lado BT (kV)</i>	13.8
<i>Tensión nominal C.A de servicio auxiliares (V)</i>	208 (3F) / 120 (1F) VCA, 60 HZ
<i>Tensión nominal C.C de servicio auxiliares (V)</i>	125 VCC
<i>Peso total con aceite</i>	83.000 kg

Fuente. El autor

El voltaje secundario difiere del especificado, dependiendo de la posición del cambiador de tomas sin tensión en el lado de MT, en la posición 1 tenemos un voltaje de 72.450 V y en la posición más lejana que es el 5 tenemos un voltaje de 65.550 V.

El tipo de enfriamiento especificado es suficiente para un transformador que estará a la intemperie. Es importante tomar en cuenta el dato de placa del peso del transformador, porque este dato servirá para especificar el peso mínimo que soportará la plataforma de la subestación.

3.17 Área de corte y seccionamiento.

En el área de corte y seccionamiento se encuentran considerados el seccionador en medio voltaje y los interruptores de bajo voltaje, tanto el totalizador como los interruptores que van a servir a los secundarios del sistema de distribución subterráneo.

Las especificaciones de los equipos de protección contra fallas eléctricas deben estar de acuerdo a los valores de cortocircuito en el punto que se instalarán los equipos a protegerse, debido que para una subestación móvil el punto de instalación cambia, variarán también los valores de cortocircuito y la coordinación de protecciones

3.17.1 Características de los equipos de protección en bajo y medio voltaje

En general para escoger un equipo de protección contra fallas eléctricas se debe tomar en cuenta los valores de cortocircuito en el punto de instalación de los equipos, seleccionar el equipo tomando en cuenta los valores nominales y máximos, además de coordinar las protecciones.

3.17.1 Protección y seccionamiento en medio voltaje.

Los equipos de protección y seccionamiento en medio voltaje se los caracterizará mediante la norma IEC 56, que se refiere a las características y selección de interruptores en medio y alto voltaje. En los siguientes párrafos se presentan las características de selección según esta norma.

De acuerdo a la norma IEC 56, el voltaje de operación, la corriente de corto circuito y la corriente normal de operación se encuentran determinados por tablas de la misma norma que, para el caso de este proyecto, se establece con la tabla 3.15.

Tabla 3. 15 Selección de voltaje del seccionador en medio voltaje, según la IEC 56

Voltaje nominal (kV)	Corriente de cortocircuito (kA)	Corriente nominal (A)
17.5	40	400

Fuente. El autor

El nivel de aislamiento para la selección del seccionador más adecuado para la instalación, según la norma IEC 56, se debe realizarse mediante la

norma IEC 71, que se la utilizó en puntos anteriores con el mismo propósito, definiendo el nivel de aislamiento de 95 kV. Las condiciones climáticas y atmosféricas a las cuales estará expuesto el seccionador no son de consideración para la selección del mismo, debido a que en el transcurso del año, se presentan condiciones ambientales normales.

3.17.2 Protección y seccionamiento en bajo voltaje

Se debe utilizar en la protección principal de las barras y de los circuitos derivados, interruptores termomagnéticos automáticos de capacidad y número de polos adecuado, para funcionar a 240 V y 60 Hz. Los interruptores termomagnéticos deben disponer de indicación de la manija en tres posiciones abierto, disparado y cerrado, de un mecanismo de disparo libre, articulado con acción de cierre y apertura rápida, además de una curva de disparo común con elemento tipo térmico y magnético, botón de comprobación de disparo y deben estar probados con las normas NEMA, VDE, ASTM, y demás, a más de tener una capacidad de apertura mínima admisible de 24 kA, dada para un transformador de 300 kVA, terminales para conductor desde 1/0 hasta 250 MCM, y deben estar montados en armarios.

3.17.3 Especificaciones de equipos de corte y seccionamiento

Para determinar las especificaciones de los equipos de corte y seccionamiento a utilizar en la subestación móvil, se diferenciará entre el equipo a ser utilizado en medio voltaje, y aquellos a emplearse en bajo voltaje.

3.17.4 Especificaciones de seccionador en medio voltaje.

Las especificaciones del seccionador en medio voltaje están dadas por el voltaje de operación del sistema de distribución. Véase la tabla 3.16

Tabla 3. 16 Datos del Seccionador en Medio Voltaje

Especificaciones del Seccionador en Medio Voltaje	
<i>Número de polos</i>	3
<i>Voltaje nominal (kV)</i>	13.8
<i>Voltaje nominal máximo (kV)</i>	14.49
<i>Máxima corriente nominal (A)</i>	≥ 31.8
<i>Corriente asimétrica momentánea (kA)</i>	≥ 9.185

<i>Separación mínima de polos (mm)</i>	≥ 18.4
<i>Nivel Básico de Aislamiento (kV)</i>	95

Fuente. El autor

3.17.5 Especificaciones de interruptores en bajo voltaje

El tablero de bajo voltaje debe tener un interruptor termomagnético principal, barras de cobre y los interruptores termomagnéticos de protección para cada circuito, es por ello que se especifica las condiciones necesarias para todo el tablero en bajo voltaje y se diferencia las corrientes para el interruptor principal y los interruptores de cada circuito.

Los requerimientos mínimos de los interruptores en el tablero de bajo voltaje se los presenta en la tabla 3.17 los detalles mínimos necesarios para interruptores termomagnéticos escogidos

Tabla 3. 17 Especificaciones de Interruptores en Bajo Voltaje

Datos de Interruptores en Bajo Voltaje	
Número de polos	3 o 4
Frecuencia (Hz)	60
Voltaje Nominal (V)	240
Sistema de neutro	A tierra
Corriente de corto circuito (kA)	5.357
Nivel Básico de Aislamiento (kV)	95

Fuente. El autor

El interruptor termomagnético que funcionará como totalizador de la corriente en el tablero de bajo voltaje de la subestación móvil, debe soportar la corriente total en el lado de bajo voltaje del transformador, es decir 900 amperios según las normas de EMELORO sin embargo en condiciones extraordinarias, el transformador puede trabajar por cortos tiempos en condiciones de sobrecarga, que para este caso corresponde a 139%, por lo que, la potencia del transformador llega a 417 kVA, que da una corriente en el lado de baja del transformador de 1219.33 A. Esta corriente debe ser soportada por el interruptor termomagnético.

Los interruptores termomagnéticos a instalarse para cada circuito, deben tomar toda la carga del interruptor principal.

El número de circuitos a tener en la salida de la subestación móvil, debe estar de acuerdo al número de salidas que tenga cada cámara de transformación del centro de la ciudad de Machala.

En visto de que las corrientes en condiciones normales y de sobrecarga, tienen gran diferencia se ha decidido tomar en cuenta el valor de corriente en condiciones normales de operación y buscar los interruptores termomagnéticos de acuerdo a ese valor.

En la tabla 3.18 se presentan las corrientes necesarias a soportar por cada interruptor termomagnético a instalar en el tablero de bajo voltaje de la subestación móvil, así como sus corrientes nominales.

Tabla 3. 18 Corrientes necesarias de interruptor termomagnético

Interruptor termomagnético	Corriente necesaria (A)	
	<i>Condiciones normales</i>	<i>Condiciones de sobrecarga</i>
<i>Principal</i>	900	1219.33
<i>En circuito</i>	225	304.83

Fuente. El autor

3.17.6 Selección de equipo de corte y seccionamiento

En base a todas las especificaciones de los equipos. y los requerimientos mínimos para la instalación de un equipo de corte y seccionamiento, se seleccionó el seccionador en medio voltaje, así como los interruptores en bajo voltaje

3.17.7 Selección del seccionador en medio voltaje.

El seccionador en medio voltaje tiene por objetivo facilitar la operación de la subestación, por ser el punto de conexión entre el alimentador subterráneo y el transformador de la subestación. Los seccionadores pueden servir a un nivel de 20 kV a 24 kV y la separación entre polos es de 210 mm, se decidió la utilización de este seccionador que tiene las características técnicas presentadas en la tabla 3.19

Tabla 3. 19 Datos técnicos del seccionador escogido para el montaje de la subestación móvil

<i>Número de polos</i>	3		
<i>Voltaje nominal (kV)</i>	<i>Bajo</i>	<i>Alto</i>	
	20	24	
<i>Especificación</i>	<i>VDE (20S)</i>		
<i>Capacidad de aislamiento</i>	<i>Voltaje a Frecuencia Industrial</i>		
	<i>Contra tierra (kV)</i>	<i>Entre polos (kV)</i>	<i>Distancia de aislamiento (kV)</i>
	55	55	75
	<i>Voltaje de impulso</i>		
	<i>Contra tierra (kV)</i>	<i>Entre polos (kV)</i>	<i>Distancia de aislamiento (kV)</i>
	95	95	110
<i>Distancia entre centros (mm)</i>	210		
<i>Corriente nominal (A)</i>	400		
<i>Corriente nominal con fusibles (kA)</i>	40		
<i>Corriente de corta duración (kA), 1 seg</i>	16		
<i>Corriente pico de corta duración en posición cerrado (kA)</i>	40		
<i>Corriente de interrupción (A)</i>			
<i>Corriente promedio de interrupción con fp 0.7</i>	400		
<i>Corriente de interrupción normal con fp 0.7 a 200 ciclos</i>	63		
<i>Corriente de interrupción inductiva con fp 0.15 a 20 ciclos</i>	10		
<i>Corriente de interrupción capacitiva con fp 0.15 a 20 ciclos</i>	40		

Fuente. El autor

3.17.8 Selección de interruptores termomagnéticos.

Los interruptores termomagnéticos a escoger deben estar de acuerdo a las condiciones anteriores y necesarias para la operación correcta

3.17.9 Selección de interruptor termomagnético principal.

El interruptor termomagnético principal, jugará un papel importante dentro de la subestación móvil, porque es el que alimentará a todo el tablero de bajo voltaje, además de proveer la protección de la carga total al transformador.

Capítulo 4: ANÁLISIS DE OPERACIÓN DE S.E. MÓVIL

En base a límites de cargabilidad no deseados se plantea dos acciones emergentes:

1. Transferencia de la demanda de la subestación Balao correspondiente a la posición Emeloro 2 de CNEL El Oro a CNEL Milagro.
2. Preparación de un esquema de desconexión de carga,

Véase en tabla 4.1 la desconexión de demanda solicitada:

Tabla 4. 1 Desconexión de demanda solicitada por el CENACE

SUBESTACIÓN	ALIMENTADOR 13,8 kV
PAGUA	Bella Rica
	La Cadena
	Mirador
	La López
	Pambil
LA IBERIA	Primavera
	Cartonera Andina

Fuente: el autor

4.1 Topología actual

La topología actual de CNEL El Oro y las demandas máximas presentadas en el presente año para las posiciones EMELORO 1 Y EMELORO 2 son las siguientes:

Tabla 4. 2 Demandas máximas CNEL EL ORO topología actual

POSICIÓN / SISTEMA	DEMANDA
EMELORO 1 (MVA)	126,39
EMELORO 2 (MVA)	142,11
COINCIDENTE SISTEMA (MVA)	262,43
COINCIDENTE SISTEMA (MW)	235,41

Fuente: el autor

4.2 Topología proyectada

La topología proyectada de CNEL EL ORO incluida la incorporación del nuevo punto de entrega a través de la subestación móvil y las demandas máximas redistribuidas en la nueva topología son las siguientes:

Tabla 4. 3 Demandas máximas CNEL EL ORO topología proyectada

POSICIÓN / SISTEMA	DEMANDA
EMELORO 1 (MVA)	126,39
EMELORO 2 (MVA)	108,45
EMELORO 3 SE MOVIL (MVA)	33,66
COINCIDENTE SISTEMA (MVA)	262,43
COINCIDENTE SISTEMA (MW)	235,41

Fuente: el autor

La subestación móvil a instalarse en las instalaciones de CELEC EP Transelectric abastecerá la demanda de las subestaciones Machala y Machala Centro con un máximo presentado en el presente año de 33.66 MVA que representa una cargabilidad del 73.3% de su capacidad.

La demanda de las subestaciones Machala y Machala Centro está marcada por un alto componente comercial que en conjunto con las altas temperaturas ambientes de la época generan un máximo en horas de la tarde de días laborables como se aprecia a continuación:

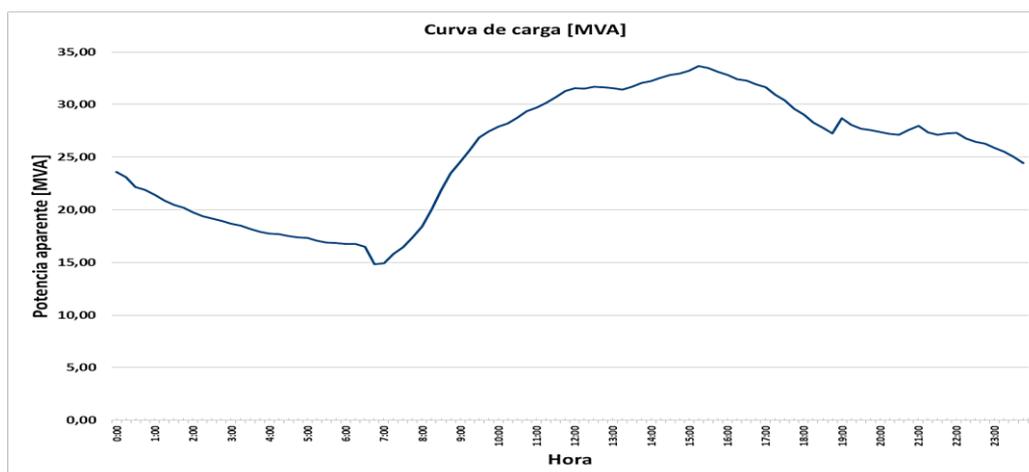


Figura 4. 1. Demanda día laborable SE Móvil

Fuente: el autor

Actualmente CNEL El Oro no cuenta con generación propia en su sistema, pero si con generación fotovoltaica privada que está asociada en su totalidad a la posición Emeloro 1 y dado que la topología de esta posición se mantendrá en las mismas condiciones no existe cambios asociados a los parques fotovoltaicos que deban considerarse en la operación de la subestación móvil.

4.3 Contingencias en la Subestación Móvil.

Para el análisis de contingencia en la subestación móvil se ha tomado en cuenta la opción más adecuada en términos de confiabilidad, cargabilidades de líneas y tiempos de respuesta para maniobras de operación en la implementación de las acciones requeridas.

Para el caso de contingencias en la subestación móvil que impidan su operación temporal se ha previsto el escenario de mayor prioridad correspondiente a retornar la demanda de las subestaciones Machala y Machala centro a la posición Emeloro 2 a través de la operación de los equipos asociados a la bahía Los Pinos y La Peaña en la subestación Machala.

Con las consideraciones anteriores se tiene el esquema de operación normal con la subestación móvil en la nueva posición, Véase la figura 4.2

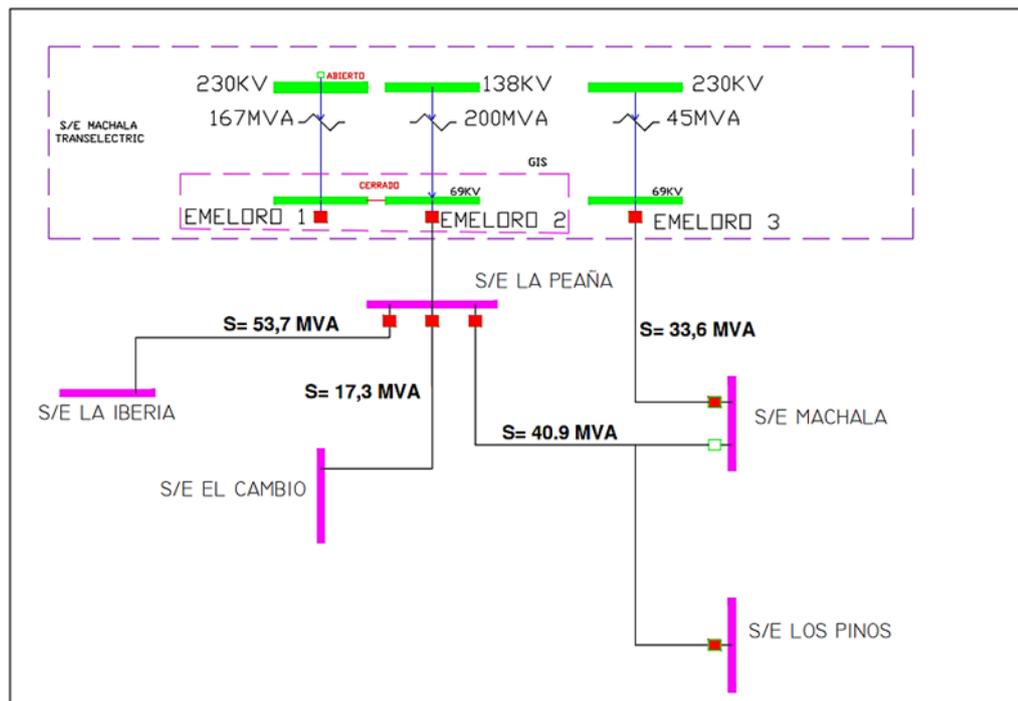


Figura 4. 2 Esquema de operación normal con la SE Móvil

Fuente: el autor

La topología anterior en caso de contingencia de la SE móvil cambia a la siguiente operación. Véase la figura 4.3

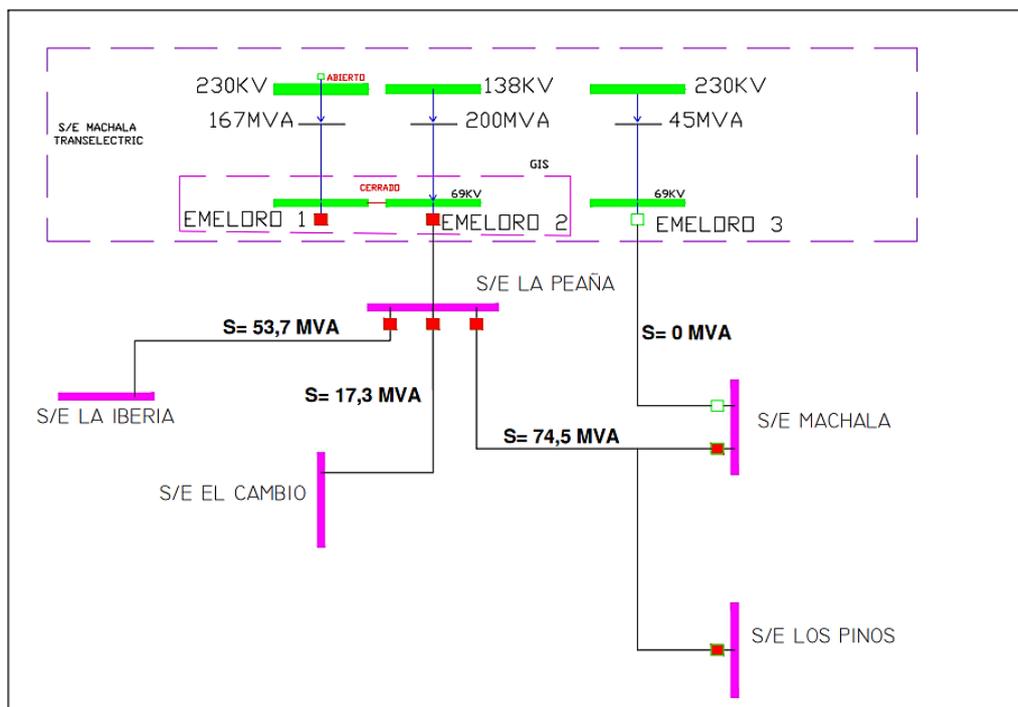


Figura 4. 3 Esquema de operación para contingencia con la SE Móvil

Fuente: el autor

CONCLUSIONES

La cobertura del servicio eléctrico viene incrementándose de forma sostenida por parte del crecimiento de consumidores, por aquello se puede suspender el servicio de forma no adecuada desde los sistemas de distribución.

La cargabilidad de la posición EMELORO 2 ha llegado al límite y se debe establecer acciones emergentes para evitar disparos de la posición y colapso de la misma ante la situación presentada.

La operación de una subestación eléctrica móvil es una medida de contingencia que proporciona un nuevo punto de entrega en CNEL EP UN El Oro de 230/69 KV, 45 MVA

Los criterios de instalación y mantenimiento de una subestación eléctrica móvil 230/69 KV 45MVA se basan en los mismos parámetros que el de una subestación convencional con la diferencia de que esta puede ser transportadas a cualquier subestación del país para cubrir emergencias energéticas en el sistema nacional interconectado (SNI) y mantener la continuidad del servicio eléctrico.

La instalación de la subestación móvil de 45MVA luego del análisis y los estudios de demanda energética en la subestación Machala se concluye que la subestación Móvil se 45MVA cubre provisionalmente la demanda en la provincia del Oro hasta que se cumpla con el proyecto de la construcción de las dos subestaciones de transmisión adicionales.

La subestación móvil 45MVA instalada en la subestación Machala cubre provisionalmente la demanda energética hasta la actualidad con funcionamiento trabajando continuamente sin problemas de disparos hasta la fecha.

En protección de seccionamiento BT se debe utilizar en la protección principal de las barras y de los circuitos derivados, interruptores termomagnéticos automáticos de capacidad y número de polos adecuado, para funcionar a 240 V y 60 Hz. Los interruptores termomagnéticos deben disponer de indicación de la manija en tres posiciones abierto, disparado y cerrado, de un mecanismo de disparo libre, articulado con acción de cierre y apertura rápida,

El tablero de BT debe tener un interruptor termomagnético principal, barras de cobre y los interruptores termomagnéticos de protección para cada circuito.

El seccionador en MT tiene por objetivo facilitar la operación de la subestación, por ser el punto de conexión entre el alimentador subterráneo y el transformador de la subestación. Los seccionadores pueden servir a un nivel de 20 kV a 24 kV y la separación entre polos es de 210 mm

RECOMENDACIONES

Se recomienda

- Incrementar la oferta de generación y transmisión eléctrica
- Incrementar el uso eficiente de la demanda de energía eléctrica.
- Incrementar la calidad, continuidad, resiliencia, y seguridad del servicio público de energía eléctrica
- Incrementar la cobertura del servicio eléctrico en el país.
- Incrementar la eficiencia operacional.
- Incrementar el desarrollo del talento humano.
- Incrementar el uso eficiente del presupuesto.
- Reducir los impactos socio-ambientales del sistema eléctrico.

Es necesario llevar a cabo algunas operaciones para preparar la subestación móvil para traslado. En este punto serán presentadas algunas operaciones genéricas para su preparación no dispensando otras verificaciones e procedimientos necesarios para no por los equipos e personas en riesgo.

De una forma sucinta y genérica es necesario:

1. Abrir el interruptor de la bahía BMT.
2. Abrir el interruptor de la bahía BAT.
3. Abrir el seccionadores de línea de la subestación móvil.
4. Cerrar el seccionadores a tierra.
5. Descargar los muelles del interruptor.
6. Desligar todos los disyuntores CA y CC en los distintos gabinetes de la subestación móvil.
7. Desconectar los cables de AT y MT a la red eléctrica.
8. Retirar el gas SF6 de los equipos GIS con ayuda del equipo de extracción de SF6.
9. Retirar los cables de interconexión de los equipos necesarios para cerrar las estructuras móviles. Guardar los cables que hacen parte de la subestación móvil.
10. Desconectar la red de tierra de la subestación móvil.

11. Cerrar el equipo GIS, revertiendo el proceso de apertura.
12. Cerrar todas las estructuras movibles (pararrayos e aisladores).
13. Bajar la estructura del conservador de aceite del transformador (rodar la manivela en sentido anti-horario).
14. Acoplar los tractores a los semirremolques y remolque.
15. Subir lentamente todos los gatos mecánicos e hidráulicos de la subestación móvil.
16. Antes de transportar la subestación móvil proceder a todas verificaciones necesarias para garantizar un correcto transporte.

Asimismo, se recomienda los siguientes cuidados importantes a tener en función de mantener el buen funcionamiento de la subestación móvil:

- Después de cada traslado se debe inspeccionar todos los tornillos de los equipos y verificar la buena condición de cada uno.
- Se debe realizar una vez al año una inspección visual a todos los equipos, con especial atención a los contactos eléctricos, conectores y aisladores.

La frecuencia de estas inspecciones debe ajustarse en función del clima y condiciones ambientales del local de funcionamiento de la subestación móvil.

El mantenimiento de cada equipo debe ser hecho de acuerdo con las instrucciones de su fabricante.

Bibliografía

- ARCONEL. (2021). *Informe de sustento regulación «calificación y habilitación de los grandes consumidores en el sector eléctrico»*. Obtenido de INFORME N°. DRTSE-2021-043: <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/08/Informe-de-Sustento-GC-Versi%C3%B3n-3.0-2021.08-DAfinal.pdf>
- CONELEC. (2015). *Regulacion No. CONELEC – 004/01*. Obtenido de <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/12/CONELEC-CalidadDeServicio.pdf>
- Cruz, F., Osorio, R., & Paula, I. (2017). *Propuesta de diseño de una subestación aislada en gas SF6*. Obtenido de <https://core.ac.uk/download/pdf/84351427.pdf>
- Gancino, H. (2020). *Análisis de cargabilidad de redes eléctricas de distribución basado en la modificación del algoritmo de GAUSS-SEIDEL*. Obtenido de <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/19417/1/UPS%20-%20TTS208.pdf>
- Garavito, M. (2018). *Elaboración de un plan de mantenimiento preventivo para flota de generadores empresa generación y sistemas S.P.A*. Obtenido de <https://repositorio.usm.cl/bitstream/handle/11673/45813/3560901544009UTFSM.pdf>
- Genesal Energy. (2018). *La puesta en marcha, el mejor protocolo de seguridad de los grupos electrógenos*. Obtenido de <https://genesalenergy.com/comunicacion/articulos/puesta-en-marcha-grupos-electrogenos/>
- Guaman, E. (2014). *Análisis de la degradación del aislamiento ante sobrecargas eléctricas en los cables de mayor utilización en las instalaciones civiles de la ciudad de Cuenca*. Obtenido de <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/7181/6/UPS-CT004032.pdf>

- Morales, A. (2013). *Criterios básicos de diseño e instalación de una subestación eléctrica móvil*. Obtenido de <http://132.248.9.195/ptd2013/noviembre/0705852/0705852.pdf>
- Plan Maestro de Electricidad. (2021). *Definición del capítulo de Distribución del Plan Maestro de Electricidad*. Obtenido de <https://www.recursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2020/01/5.-PLAN-DE-EXPANSION-DE-LA-TRANSMISION.pdf>
- Preditec. (2016). *Mantenimiento Predictivo*. Obtenido de <http://www.preditec.com/mantenimiento-predictivo/termografia/>
- Quezada, G., Paz, L., & Vigil, D. (2015). *Análisis comparativo entre subestaciones eléctricas encapsuladas en SF6 y subestaciones convencionales*. Obtenido de <https://tesis.ipn.mx/jspui/bitstream/123456789/21865/1/SE-SF6.pdf>
- Sosa, J. (2020). *Subestaciones electricas de alta tension aisladas a gas*. Obtenido de https://catedra.ing.unlp.edu.ar/electrotecnia/sispot/Libros%202007/libros/sosaesca/GIS%20DE%20ALTA%20TENSION_AAR.pdf
- Toledo, F., & León, M. (2018). *Computational algorithm for the analysis of loadability in distribution systems*. Obtenido de IEEE 38th Cent. Am. Panama: 10.1109/CONCAPAN.2018.8596388



DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, **Sarmiento Mazabanda, Gerardo Emiro** con C.C: 0921654083 autor del Trabajo de Titulación: **Criterios de instalación y mantenimiento de una subestación eléctrica móvil 230/69 KV 45MVA**, previo a la obtención del título de **Ingeniero Eléctrico Mecánica** en la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.

1.- Declaro tener pleno conocimiento de la obligación que tienen las instituciones de educación superior, de conformidad con el Artículo 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior, de entregar a la SENESCYT en formato digital una copia del referido trabajo de titulación para que sea integrado al Sistema Nacional de Información de la Educación Superior del Ecuador para su difusión pública respetando los derechos de autor.

2.- Autorizo a la SENESCYT a tener una copia del referido trabajo de titulación, con el propósito de generar un repositorio que democratice la información, respetando las políticas de propiedad intelectual vigentes.

Guayaquil, 2 de septiembre de 2022

Sarmiento Mazabanda, Gerardo Emiro

C.C: 0921654083



REPOSITORIO NACIONAL EN CIENCIA Y TECNOLOGÍA

FICHA DE REGISTRO DE TESIS/TRABAJO DE TITULACIÓN

TÍTULO Y SUBTÍTULO:	Criterios de instalación y mantenimiento de una subestación eléctrica móvil 230/69 KV 45MVA		
AUTOR(ES)	Sarmiento Mazabanda, Gerardo Emiro		
REVISOR(ES)/TUTOR(ES)	Ing. Philco Asqui, Luis Orlando		
INSTITUCIÓN:	Universidad Católica de Santiago de Guayaquil		
FACULTAD:	Facultad de Educación Técnica para el Desarrollo		
CARRERA:	Ingeniería Eléctrico Mecánica		
TÍTULO OBTENIDO:	Ingeniero Eléctrico Mecánico		
FECHA DE PUBLICACIÓN:	2 de septiembre de 2022	No. DE PÁGINAS:	100
ÁREAS TEMÁTICAS:	Sistemas eléctricos de Potencia, subestaciones eléctricas, Distribución		
PALABRAS CLAVES/ KEYWORDS:	Subestación eléctrica Móvil. Cargabilidad, Potencia eléctrica, Transformador, Red de distribución,		
<p>RESUMEN: El actual trabajo de titulación tiene como objetivo principal presentar criterios de instalación y mantenimiento para una subestación eléctrica móvil con voltajes de tensión a transformador de 230/69 KV este aspecto puede solucionar la demanda de potencia eléctrica a ciudades del país donde la subestación principal está en el límite de capacidad, por la cantidad máxima de potencia eléctrica que se puede enviar a través de una o de un conjunto de líneas de transmisión manteniendo las condiciones operativas del sistema eléctrico de potencia. Esta propuesta es un mecanismo alternativo. Este tipo de infraestructura debe tener una instalación y mantenimiento adecuado para así no tener pérdidas en la generación de energía eléctrica. La metodología manejada utiliza tres métodos; el tipo bibliográfico porque recopila especificaciones de la operación de subestaciones eléctricas. Es también descriptiva detalla particularidades de cargabilidad de una línea de transmisión su capacidad de potencia que puede fluir por la línea bajo condiciones de operación aceptables de tal manera instituir la correcta instalación y mantenimiento de una subestación eléctrica móvil para generación de potencia eléctrica alternativa. Es también de tipo analítica porque plantea ante situaciones críticos un plan de contingencia.</p>			
ADJUNTO PDF:	<input checked="" type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO	
CONTACTO CON AUTOR/ES:	Teléfono: +593 985333899	E-mail: gerardo-sarmiento86@hotmail.com	
CONTACTO CON LA INSTITUCIÓN: COORDINADOR DEL PROCESO DE UTE	Nombre: Ing. Efraín Vélez Tacuri		
	Teléfono: +593-994084215		
	E-mail: efrain.velez@cu.ucsg.edu.ec		
SECCIÓN PARA USO DE BIBLIOTECA			
Nº. DE REGISTRO (en base a datos):			
Nº. DE CLASIFICACIÓN:			
DIRECCIÓN URL (tesis en la web):			